

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Інститут Електроенергетики  
(інститут)  
Електротехнічний факультет  
(факультет)  
Кафедра електроенергетики  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**кваліфікаційної роботи ступеню магістра**

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Шестакової Олени Олегівни

(ПІБ)

академічної групи 141М-18-1

(шифр)

спеціальності 141 – ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА

(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему «Обґрунтування підвищення глибини енергоконтролю засобами АСКОВЕ в мережах 0,4 кВ при переході споживачів на електрообігрів»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Півняк Г.Г.			
розділів:				
-аналітичний	Луценко І.М.			
-дослідницький	Луценко І.М.			
-економічний	Тимошенко Л.В.			

Рецензент	Овчінніков О.О.			
-----------	-----------------	--	--	--

Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			
----------------	------------------	--	--	--

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

в.о. завідувача кафедри

електроенергетики

(повна назва)

Рогоза М.В.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню магістра**  
 (бакалавра, спеціаліста, магістра)

**Студенту Шестаковій О.О. академічної групи 141М-18-1**  
 (прізвище та ініціали) (шифр)

**спеціальності 141 – ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА**  
**спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_**

**за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та**  
**електромеханіка**

(офіційна назва)

**на тему «Обґрунтування підвищення глибини енергоконтролю засобами АСКОЕ**  
**в мережах 0,4 кВ при переході споживачів на електрообігрів»**

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

<b>Розділ</b>	<b>Зміст</b>	<b>Термін Виконання</b>
<i>Аналітичний</i>	1. Сучасний стан функціонування розподільчих електричних мереж 0,4 кВ. 2. Аналіз існуючих систем обліку електроспоживання в умовах оператора систем розподілу, вимоги до них 3. Тенденції переходу споживачів 0,22/0,4 кВ на електрообігрів 4. Аналіз проблем в роботі електричних мереж 0,4 кВ при переході споживачів на електроопалення. 5. Комерційні та технологічні втрати електричної енергії, заходи щодо їх зниження	1.11.19 – 20.11.19
<i>Дослідницький</i>	1. АСКОЕ як засіб зниження втрат електричної енергії та підвищення точності прогнозування електроспоживання. 2. Моделювання профілів електроспоживання споживачів оснащених смарт-лічильниками при застосуванні зонних тарифів на електроенергію. 3. Підвищення точності прогнозування втрат ЕЕ для їх закупівлі на ринку електроенергії «на добу наперед»	21.11.19-10.12.19
<i>Економічний</i>	Техніко-економічна оцінка заходів з оптимізації сплати за електроенергію.	01.12.19-14.12.19

**Завдання видано** \_\_\_\_\_

(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

**Дата видачі** 15.10.2019 р.**Дата подання до екзаменаційної комісії** \_\_\_\_\_**Прийнято до виконання** \_\_\_\_\_

(підпис студента) (прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 71 стр., 13 табл., 10 рис., 18 джерел.

**Об'єкт дослідження** – процеси передачі та споживання електричної енергії в електричних мережах 0,4 кВ.

**Предмет дослідження** – процеси формування графіків електричних навантажень побутових споживачів оснащених засобами електроопалення.

**Мета дослідження** – обґрунтування підвищення точності збору та обробки інформації з приладів обліку електроспоживання побутових споживачів.

У вступі наведено етапи формування системи обліку електроспоживання та сучасний стан збору та обробки інформації.

В аналітичному розділі виконано аналіз сучасного стану функціонування електричних мереж та впровадження «розумних» систем АСКОЕ у світі. Наведено заходи щодо зниження комерційних втрат електроенергії.

В дослідницькому розділі виконано моделювання впливу нерівномірності навантажень в енергосистемі на показники її роботи, моделювання профілів електроспоживання споживачів оснащених «розумними» лічильниками при застосуванні зонних тарифів на електроенергію. Обґрунтовано основні способи зниження плати за електроенергію. А також зменшення комерційних втрат.

В економічному розділі здійснено обґрунтування доцільності використання зонних приладів обліку електроенергії, доведено потенційну ефективність впровадження розроблених науково-технічних рішень.

**ПОБУТОВИЙ СПОЖИВАЧ, ЕЛЕКТРООПАЛЕННЯ, ОБЛІК, ЛІЧИЛЬНИК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ, БАГАТОЗОННИЙ ТАРИФ.**

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
Розділ 1. АНАЛІТИЧНИЙ.....	7
1.1. Сучасний стан функціонування розподільчих електричних мереж 0,4 кВ .....	7
1.2. Аналіз існуючих систем обліку електроспоживання в умовах оператора систем розподілу, вимоги до них.....	10
1.3. Тенденції переходу споживачів 0,22/0,4 кВ на електрообігрів.....	22
1.4. Аналіз проблем в роботі електричних мереж 0,4 кВ при переході споживачів на електроопалення. ....	25
1.5. Комерційні та технологічні втрати електричної енергії, заходи щодо їх зниження .....	26
Розділ 2. ДОСЛІДНИЦЬКИЙ .....	29
2.1. АСКОЕ як засіб зниження втрат електричної енергії та підвищення точності прогнозування електроспоживання .....	29
2.2. Оснащення побутових споживачів «розумними» лічильниками .....	30
2.3. Моделювання профілів електроспоживання споживачів оснащених смарт-лічильниками при застосуванні зонних тарифів на електроенергію.....	32
2.4. Динаміка підвищення корисного відпуску на зниження комерційних втрат.....	47
2.5. Підвищення точності прогнозування втрат ЕЕ для їх закупівлі на ринку електроенергії «на добу наперед» .....	51
Розділ 3. ЕКОНОМІЧНИЙ .....	59
3.1. Вступ .....	59
3.2. Розрахунок капітальних витрат .....	59
3.3. Розрахунок експлуатаційних витрат .....	62
3.3.1. Розрахунок амортизаційних відрахувань .....	62
3.3.2. Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт .....	63
3.3.3. Розрахунок вартості спожитої електроенергії .....	64
3.4. Визначення річної економії від впровадження науково-технічного рішення .....	65
3.5. Визначення та аналіз показників економічної ефективності .....	65
ВИСНОВКИ.....	69
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	70

## ВСТУП

Сучасні АСКОВ є масштабними системами, які виконують одночасно вимірювання і облік кількості енергії та енергоресурсів різного роду по територіально розподіленим точкам обліку і працюють у реальному часі з подальшим передаванням інформації по ієрархічному рівню. Особливу значимість АСКОВ набула в електроенергетиці.

З моменту появи наприкінці ХІХ століття першого електромеханічного лічильника електричної енергії (1889р) її облік здійснювався шляхом запису показань лічильних механізмів та занесення їх у відповідний документ.

Прив'язка показань лічильників до реального часу в значній мірі залежала від годинника інспектора і часу проведення запису показань лічильника. Тимчасова похибка такого обліку знаходилась в діапазоні від кількох годин до кількох діб, іноді у кілька разів перевищуючи похибку обліку самим лічильником.

Сьогодні багато побутових споживачів знімають і сплачують показання своїх лічильників із затримкою до двох-трьох тижнів відносно моменту закінчення розрахункового періоду, при цьому тимчасова похибка досягає 40–50%.

Ідея технічних засобів автоматизованого дистанційного зчитування давно відома, але практична реалізація розпочалася у промислово розвинених країнах тільки в 70 – 80-ті роки ХХ століття, коли з'явилися інтегральні технології, що дозволили зробити технічні рішення економічно прийнятними для масового застосування.

З розпадом планової економіки закінчилася епоха практично необмежених і дешевих енергоресурсів, коли їх частка в собівартості продукції становила всього лише кілька відсотків. На сьогоднішній день через багаторазове подорожчання енергоресурсів їх частка в собівартості продукції для багатьох промислових підприємств різко зросла і становить 20 – 30%, а для найбільш енергоємних виробництв досягає 40% і більше. Разом з подорожчанням енергоресурсів як необхідний наслідок постала економічно

доцільна межа їх споживання в рамках технологій, що склалися історично для кожного окремого підприємства.

Фактор високої вартості енергоресурсів обумовив в останні роки кардинальні зміни у ставленні до організації енергообліку.

Під тиском ринку споживачі приходять до розуміння тієї простої істини, що першим кроком в економії енергоресурсів і зниженні фінансових втрат є точний облік.

Сучасна цивілізована торгівля енергоресурсами заснована на використанні автоматизованого приладового енергообліку, що зводить до мінімуму участь людини на етапі виміру, збирання і оброблення даних і забезпечує достовірний, точний, оперативний, гнучкий, адаптований до різних тарифних систем облік як з боку постачальника енергоресурсів, так і з боку споживача. З цією метою як постачальники, так і споживачі створюють на своїх об'єктах автоматизовані системи контролю і обліку енергоресурсів (АСКОЕ).[16]

## **1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ**

### **1.1. Сучасний стан функціонування розподільчих електричних мереж 0,4кВ**

На сьогодні стан розподільчих електричних мереж характеризується наступними показниками: понад 6,6% ЛЕП напругою 35-110 (150) кВ та 11,5% ЛЕП напругою 0,4 – 10 (6) кВ прийшли в технічно незадовільний стан і вимагають значних щорічних зростаючих витрат на ремонт та технічне обслуговування; майже 22,3% трансформаторів напругою 35 - 110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10-(6) кВ відпрацювали встановлений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, незадовільну надійність та потребують заміни; фактичні витрати електроенергії в мережах в середньому складають 12,1%, а в мережах окремих компаній складають 18%; внаслідок змін в структурі споживання електроенергії, а саме: збільшення навантажень в містах та зменшення їх в сільській місцевості – електромережі міст потребують збільшення пропускної здатності та спорудження додаткових підстанцій 110 (150) кВ. Витрати на ремонт електромереж по роках зменшилися і складають близько 60% від необхідних, що визначаються Правилами технічної експлуатації електричних мереж. Загальна кількісна характеристика існуючих електромереж енергопостачальних компаній наведена в таблиці 1.

Стосовно співвідношення розвиненості, мережі 0,4 - 110 (150) кВ енергопостачальних компаній, то довжина ліній 35 - 110 (150) кВ в однаковому обчисленні становить 11,4% від загальної довжини мереж 0,4 – 110 (150) кВ, кількість ПС 35 – 110 (150) кВ становить 2,5%, а їх трансформаторна потужність – 64,4% від сумарної потужності трансформаторів 0,4 – 110 (150) кВ. Серед ЛЕП 0,4 – 10 (6) кВ кількість КЛ 0,4 – 10 (6) кВ складає 9,7%. На сьогоднішній день понад 6,6% ліній електропередачі напругою 35 - 110 (150) кВ та 11,5% ліній електропередачі напругою 0,4 – 10 (6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан, близько 22,3% трансформаторів напругою 35 - 110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10 (6) кВ відпрацювали передбачений

технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни. [3]

Таблиця 1 - Загальна кількісна характеристика електричних мереж енергопостачальних компаній [3]

Кількість	Напруга, кВ					Питома вага у загальній кількості, %
	110(150)	35	10(6)	0,4 кВ і нижче	Всього	
Лінії електропередавання						
Довжина ЛЕП, км, всього	34823,5	55810,8	292124	413454	796212	100
ПЛ	34803,2	55380	253706	383551	727440	91,4
КЛ	20,3	430,8	38417,8	29903,1	68772	8,6
Питома вага у загальній кількості, %	11,4		88,6		100	-
Підстанції						
Кількість ПС, од.	1312	3412	182243		186967	-
Питома вага, %	2,5		97,5		100	-
Сумарна потужність трансформаторів, МВА	48224	19615	37486		105345	-
Питома вага у загальній кількості, %	64,4		35,6		100	-

До головних проблем електроенергетики, зокрема і до розподільчих мереж, як однієї з ланок електропостачання, на сьогоднішній час слід віднести такі:

- високий рівень морального та фізичного зносу основного та допоміжного обладнання;
- погіршення енергетичної інфраструктури на Сході України;
- вплив перехресного субсидіювання;
- порівняно низький рівень регульованих цін для кінцевих споживачів;
- відсутність членства вітчизняного системного оператора з приєднання електроенергії в ENTSO-E відповідно до вимог третього енергопакета ЄС;



- дефіцит регулюючих потужностей в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України;
- неготовність електричних мереж до розвитку відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ);
- зростаючі обсяги заборгованості споживачів за електричну енергію;
- значні втрати електричної енергії;
- низький рівень автоматизації мережі.

У процесі реформування електроенергетики лібералізації та дерегулювання ринка електроенергії проявляються такі пріоритети, як економічна вигода та ціна, а ефективність та стан електричних мереж відходять на другий план, що супроводжується збільшенням навантаження на мережі та її елементи. Таким чином, створюється ситуація невідкладної необхідності збільшення пропускної спроможності електричних мереж, зменшення втрат електроенергії, тобто підвищення ефективності їх функціонування. [4]

Таблиця 2 - Середній річний об'єм споживання електроенергії в розрізі міст Дніпропетровської області [4]

Населені пункти	Чисельність населення, тис.осіб	Середній об'єм споживання, тис.
Дніпро	>100 (984300 чоловік)	3666616,17
Кам'янське	>100 (249600 чоловік)	1721166,37
Вільногірськ	<50 (23763 чоловік)	328514,79
Новомосковськ	50/100 (70000 чоловік)	155242,38
Павлоград	>100 (109453 чоловік)	231038,84
Тернівка	<50 (29442 чоловік)	37094,24
Першотравенськ	<50 (30000 чоловік)	36411,48
Синельникове	<50 (31600 чоловік)	47461,45
Кривий Ріг	>100 (117800 чоловік)	9014738,78
Жовті Води	50/100 (56542 чоловік)	215782,06
Нікополь	>100 (117800 чоловік)	3209828,2
Марганець	<50 (48900 чоловік)	185288,96
Покров	<50 (44956 чоловік)	259642,68

Національна комісія України, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, приділяє особливу увагу показникам якості надання послуг з

передачі та постачання електроенергії, які характеризуються індексами середньої тривалості відключень (SAIDI) в мережі

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot T_i}{N_c},$$

де  $m$  – кількість ділянок мережі;  $n_i$  – кількість споживачів на  $i$ -й ділянці;  $T_i$  – щорічний час перерв електропостачання споживачів  $i$ -ої ділянки;  $N_c$  – загальна кількість споживачів

та середньої частоти відключень (SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot \lambda_i}{N_c},$$

де  $\lambda_i$  – інтенсивність відмов на  $i$ -й ділянці,

та розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS).

Найближчим часом ряд енергокомпаній планують перейти на стимулююче регулювання, для яких цільовий показник якості (SAIDI) для міської території встановлено 150 хв, для сільської – 300 хв. Аналіз показників якості компаній України показує, що на сьогоднішній день показник SAIDI значно перевищує нормовані показники. Середня тривалість незапланованих перерв у електропостачанні споживачів в Україні становить від 580 до 870 хв, а при несприятливих умовах до декількох діб, тоді як в країнах Європи – до 104 хвилин.

Щодо показника середньої кількості відключень одного споживача (SAIFI), то в Україні він складає 5,4; а в Південній Кореї – 0,45; Великобританії та Австралії – 0,75; США та Франції – 1,3; Іспанії та Італії – 2,7. Тобто за цим показником Україна відстає в 2...12 раз від розвинених країн. [4]

## **1.2. Аналіз існуючих систем обліку електроспоживання в умовах оператора систем розподілу, вимоги до них**

З результатів дослідження систем обліку електроенергії в Україні впливає, що значна кількість точок обліку оснащена різними за типом і

класами точності засобами вимірювань, більш 50 % яких застаріли морально і фізично.

Парк лічильників електричної енергії (ЛЧ) вимагає заміни, оскільки, біля половини ЛЧ експлуатуються більше 20 років. Більшість з них - індукційні однотарифні ЛЧ старої конструкції.

У багатьох точках обліку порушені умови експлуатації вимірювальних схем: перевищуються втрати напруги у вимірювальних схемах, не виконуються вимоги до вторинних навантажень трансформаторів струму (ТС) і трансформаторів напруги (ТН), порушуються умови експлуатації ЛЧ, до засобів обліку не застосовується повірка відповідно до встановлених міжповірочних інтервалів.

Відсотковий розподіл ЛЧ активної енергії в залежності від класу точності по різних рівнях системи обліку для генерації міждержавних і міжсистемних перетоків наведено в таблиці 3.

В 40 % точок обліку, де вимагається дублювання основних вимірювальних функцій, відсутні дублюючі лічильники.

У цей час всі вимірювальні схеми містять ТС і ТН, різні за типом, але мають однаковий і в більшості випадків недостатній для рівнів 1...4 (Табл. 3) клас точності 0.5.

Велика кількість вимірювальних схем працює в умовах значного зниження (менше 20 % від номінального значення) вимірюваної потужності, що призводить до різкого зростання похибки вимірювань. На рівнях 5...8 у багатьох точках обліку спостерігається зниження потужності нижче 5 % від номінальної, що є недопустимим з точки зору забезпечення прийнятної точності вимірювань.

Верифікація здійснюється не у всіх вимірювальних схемах, а якщо і застосовується, то тільки вручну.

Існуючі підходи до автоматизації обліку енергії ґрунтуються на несистематизованих вимогах.

У цей час Енергоринок працює, застосовуючи засоби телемеханіки, при цьому середня результуюча похибка досягає 15 %.

Існуючі вимірювальні схеми на рівнях 5...8 не відповідають сучасним вимогам тарифної системи (облік за зонами доби, контроль, управління навантаженням).

Таблиця 3 - Розподіл лічильників активної енергії в залежності від класу точності

Номер рівня системи обліку**	Потужності об'єктів контролю, МВА	Всього лічильників, %	Розподіл лічильників активної енергії в залежності від класу точності, % від загальної кількості лічильників				
			кл. 2.0	кл. 1.0	кл. 0.7	кл. 0.5	кл. 0.2
1	$S \geq 1000$	100	-	12	4	54	30
2	$300 \leq S < 1000$						
3	$100 \leq S < 300$						
4	$50 \leq S < 100$	100	3	29	11	33	24
5	$10 \leq S < 50$						
6	$3 \leq S < 10$	100	14	71	7	8	-
7	$0.75 \leq S < 3$	100	35	60	5	-	-
8	$S < 0.75$	100	54	46	-	-	-
В цілому по розглянутій множині		100	13	34	7	28	18

\*\* Рівні 1, 2, 3, 4, 5 відносяться до оптового енергоринку. Рівні 5, 6, 7, 8 відносяться до роздрібного енергоринку. [5]

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії для побутової сфери послуг є ієрархічною системою, що забезпечує автоматизований облік електричної енергії на основі даних, одержуваних безпосередньо від лічильників і/або вимірювальних перетворювачів електричної енергії.

Основною метою створення АСКОЕ є вирішення на основі точної й оперативно одержуваної інформації питань підвищення ефективності і раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів енергозбереження, а також вирішення питань фінансових взаємовідносин.

Апаратно-програмні засоби АСКОЕ повинні забезпечувати збирання і оперативну дистанційну передачу по різноманітних каналах зв'язку всього необхідного обсягу даних для оперативного контролю і комерційних розрахунків за споживання електроенергії за диференційованим за часом доби або сезонам тарифам.

Дані технічні вимоги є обов'язковими і достатніми при виборі технічних засобів, використовуваних для побудови АСКОЕ.

Технічні вимоги розроблені відповідно до Концепції побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку України.

На рівні об'єкта обліку АСКОЕ, що формує підсумкову інформацію про параметри енергоспоживання об'єкту обліку, повинна пройти державну метрологічну атестацію.

*Відповідність систем комерційного обліку діючим нормам і правилам техніки безпеки.*

Всі застосовані проектні рішення мають відповідати вимогам «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ), «Правил технічної експлуатації електричних станцій» (ПТЕЕС), «Правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів» (ПТБЕЕС), «Правил користування електроенергією» та «Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії».

Технічні засоби АСКОЕ мають відповідати вимогам електричної та механічної безпеки, згідно ДСТ 25861-83;

АСКОЕ має відповідати вимогам з пожежної безпеки, згідно ДСТ 12.1.004-91, ДСТ 25804.4-83, ДСТ 29075-91.

Розміщення технічних засобів АСКОЕ та прокладка ліній зв'язку має виконуватись відповідно до вимог ДСТ 12019-80; ДСТ 12.2.091-94.

Перелік нормативно технічних документів, що використовуються при проектуванні АСКОЕ:

- Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку України;

- Загальні технічні вимоги до автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України. 1. Система збору, обробки та обміну даними комерційного обліку електричної енергії в Оптовому ринку. Додаток 7(4) Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України;
- Додаток 7(4) «Технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України» до ДЧОРЕ-стандарт ОРЕ «Автоматизовані системи комерційного обліку електричної енергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги»;
- Правила користування електричною енергією;
- Правила улаштування електроустановок;
- Правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж;
- Правила техніки безпечної експлуатації електроустановок споживачів;
- РД 50-34.689-90. Автоматизированні системи. Требования к содержанию документов;
- ДСТУ Б А.2.4-4-99. Основні вимоги до проектної та технічної документації;
- Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії;
- МПУ 019/08-01 «Вимірювальні канали в комплексах технічних засобів автоматизованого обліку електроенергії. Методика перевірки».

#### *Основні вимоги до АСКОЕ*

1. АСКОЕ повинна забезпечувати:

- збирання і збереження облікової інформації;
- обмін обліковою інформацією з платіжними системами для забезпечення регулювання споживання електроенергії абонентами.

2. АСКОЕ повинна забезпечувати періоди інтегрування вимірюваних величин - 15, 30 і 60 хвилин.

3. АСКОЕ повинна забезпечувати багатотарифний облік енергії:

- облік спожитої енергії для кожної тарифної зони зростаючим підсумком за поточні і минулі облікові періоди - добу, місяць;

- визначення максимальної потужності періоду інтегрування для кожної тарифної зони за поточні і минулі облікові періоди - добу, місяць;
- дистанційне програмування тарифних зон і чинних тарифів.

#### 4. База даних АСКОЕ повинна містити:

- значення сумарної спожитої енергії;
- значення сумарної спожитої енергії для кожної тарифної зони;
- значення усередненої потужності відповідно до заданого періоду інтегрування;
- значення максимальної потужності періоду інтегрування протягом доби, місяця;
- значення максимальної потужності періоду інтеграції для кожної тарифної зони протягом доби, місяця;
- значення спожитої енергії за поточні і минулі облікові періоди - добу, місяць;
- графік навантаження відповідно до заданого періоду інтеграції;
- значення спожитої енергії по кожній тарифній зоні за поточні і минулі облікові періоди - добу, місяць;
- інформацію про події, пов'язані із позаштатними змінами зовнішнього і внутрішнього середовища (кількість відключень мережі живлення, кількість відключень навантаження внаслідок перевантаження струмом, кількість несанкціонованих спроб доступу);
- дані параметризації (тип приладу, заводський номер, код споживача, кількість змін даних, дата і час останньої зміни параметрів, корекція ходу таймера, інтервал інтегрування, константи).

5. АСКОЕ повинна забезпечувати ведення бази даних вимірювальної інформації платежів і споживачів електроенергії.

6. Первинні дані АСКОЕ в неопрацьованому вигляді підлягають архівуванню та збереженню без будь-яких корегувань.

7. База даних АСКОЕ повинна формуватися з обов'язковою прив'язкою вимірюваних величин до відповідної мітки часу.

8. АСКОЕ, побудовані з використанням пристрою з електронними платіжними засобами (ППЗ), повинні складатися із сукупності цифрових вимірювальних каналів обліку (ЦВКО), до складу якої входять лічильник (ЛЧ), (ППЗ), канал передачі даних (КПД) і устаткування збору і обробки даних (УЗД).

9. АСКОЕ повинна забезпечувати збереження даних при відключенні основної мережі живлення протягом не менше 60 діб і автоматичне відновлення працездатності при вмиканні живлення.

10. У АСКОЕ в якості ЛЧ, вимірювальних перетворювачів (ВП), перетворювачів імпульсів і приладу обліку (ПО) допускається використовувати тільки засоби вимірювання, занесені до Державного реєстру України, або такі, що пройшли державну метрологічну атестацію.

11. Документи, що описують протоколи інформаційної взаємодії з ЛЧ, ВП, ПО, локальним устаткуванням збору й обробки даних (ЛУО) і центральним устаткуванням збору й обробки даних (ЦУЗД), повинні знаходитися в розпорядженні організації, відповідальної за технічне забезпечення.

#### *Вимоги до ЛЧ і ВП*

Загальні вимоги:

1. ЛЧ повинні відповідати вимогам чинних стандартів.

2. ЛЧ і ВП повинні мати високу надійність і стабільність метрологічних характеристик.

3. Для забезпечення можливості автоматизованого знімання інформації ЛЧ і ВП повинні мати імпульсний вихід типу "сухий контакт" і/або послідовний інтерфейсний вихід.

4. Конструкція ЛЧ і ВП повинна виключати можливість несанкціонованого впливу на результати вимірювань.

Основні вимоги до багатофункціональних ЛЧ:

1. ЛЧ повинні забезпечувати вимірювання і багатотарифний облік активної і/або реактивної енергії і усередненої потужності відповідно до встановлених періодів інтегрування.



2. ЛЧ повинні забезпечувати збереження інформації при втраті живлення не менше одного року.

3. ЛЧ повинні забезпечувати індикацію:

- інформації, що зберігається в базі даних;
- діючого тарифу;
- поточного часу, дати.

4. ЛЧ повинен мати можливість зовнішньої синхронізації ходу внутрішнього таймера.

5. Похибка ходу внутрішнього таймера ЛЧ повинна бути не більше 5 секунд за добу.

6. ЛЧ повинні забезпечувати можливість, при наявності відповідних прав доступу, дистанційного програмування параметрів лічильника (корекція поточного часу, часових тарифних зон).

7. Забезпечувати автоматичне і/або дистанційне керування навантаженням (вмикання, вимикання, обмеження потужності).

8. ЛЧ повинен мати можливість підключення резервного живлення.

9. ЛЧ повинні зберігати в енергозалежній та некорежуючій пам'яті інформацію як про всі випадки доступу до режиму параметрування, так і про нештатні ситуації.

10. База даних ЛЧ повинна формуватися з обов'язковою прив'язкою величин, що вимірюються, до відповідної позначки часу.

Для забезпечення вказаних функцій допускається разом з ЛЧ використати додаткові технічні засоби, що розширюють функціональні можливості ЛЧ. В ролі додаткових технічних засобів повинні використовуватися тільки ті засоби, які занесені в Державний реєстр засобів вимірювань України.

#### *Вимоги до ПО*

1. ПО повинен забезпечувати приймання даних від ЛЧ у вигляді імпульсів або цифрових даних.

2. Вихідні дані ПО повинні супроводжуватися відповідною міткою часу і ознакою, що визначає їх якість.

3. ПО повинен мати вбудований таймер і забезпечувати облік енергії і потужності відповідно до заданих періодів інтегрування. Періоди інтегрування повинні вибиратися користувачем. Дані повинні оброблятися відповідно до чинних тарифів за такі облікові періоди: година, доба і таке інше.

4. Мінімальна глибина збереження даних ПО повинна охоплювати значення за поточний і попередній обліковий період, не менше 60 діб.

5. Конструкція та алгоритм функціонування ПО повинні забезпечувати захист від несанкціонованого впливу на результати вимірювань.

6. Події, пов'язані з позаштатними змінами зовнішнього і внутрішнього середовища ПО, повинні бути ідентифіковані і збережені в ПО.

7. ПО повинен забезпечувати:

- сумарну внесену похибку обчислення енергії і потужності не більше 0,1 %;
- похибку ходу таймера не більш 5 секунд на добу.

8. ПО повинен мати незалежне джерело резервного живлення.

9. При вимкненні зовнішнього живлення ПО повинен забезпечити:

- фіксацію часу зникнення живлення;
- збереження даних, хід часу і календаря протягом не менше 60 діб;
- фіксацію часу відновлення живлення;
- автоматичний перехід на резервне джерело електроживлення.

10. ПО повинен забезпечувати індикацію необхідних параметрів і параметрування в ручному режимі зі своєї клавіатури.

11. ПО повинен мати можливість реалізації метрологічного атестованого алгоритму корекції погрішності обліку електроенергії. [11]

#### *Система передавання даних та зняття показів*

При ринкових відносинах всередині енергосистеми значення кВт·год в точках поставки/відпуску електроенергії використовуються для проведення розрахунків. Тому ця інформація повинна бути гранично точною та надійною і піддаватися верифікації.

Під верифікацією даних розуміють процес формування достовірних даних. Алгоритми підвищення достовірності даних базуються на використанні

дублюючої або непрямой інформації, тобто додаткової інформації, яку отримує оператор системи обліку.

Відомі й використовуються кілька способів отримання додаткової (надлишкової) інформації:

1) використання дублюючих лічильників і вимірювальних каналів для порівняння показів основного і дублюючого обладнання. Збіг показань кожного джерела інформації свідчить про достовірність отриманих вимірювань. Згідно з вимогами до систем обліку використання дублюючих лічильників і каналів зв'язку в об'єктах обліку приєднаною потужністю  $\geq 10$  МВА є обов'язковим.

2) використання візуальної інформації, яку оператор системи обліку отримує шляхом безпосереднього зняття показів з лічильника (лічильного механізму приладу обліку).

3) використання телеметричної інформації, яка передається від датчиків ЛЧ до ПК по бездротовому зв'язку. Для цього використовують технологію, коли передача пакетів інформації здійснюється по мобільному каналу зв'язку.

4) статистична обробка даних, при якій дані подаються у вигляді середніх і відносних величин. Обробку даних (вибірку) здійснюють за допомогою методів математичної статистики для того, щоб виключити аномальні дані з вибірки.

Для усунення випадкових помилок широко використовують правило «трьох сігм», згідно з яким спостереження  $X_i$  визнається аномальним і відкидається, якщо його відхилення від вибіркової середньої  $(X_i - \bar{X})$  більш ніж в 3 рази перевищує середньоквадратичне відхилення вибірки

$$(X_i - \bar{X}) > 3\sigma$$

де  $\sigma$  - середньоквадратичне відхилення:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}$$

Тоді в межах  $\bar{X} \pm 3\sigma$  знаходяться 99.73%, тобто практично всі значення випадкової величини  $X_i$ . Величина  $\sigma$  відображає точність результатів вимірювань і є оцінкою заходи їх розсіювання відносно невідомого  $\bar{X}$ .

Середньому значенню  $\bar{X}$  як і окремому результату також властива випадкова помилка, яка залишається, як правило, невідомою, якщо відомо  $X_0$  (справжнє значення випадкової величини). Для того, щоб оцінити можливу розбіжність  $\bar{X}$  та  $X_0$  в метрології використовується інтервал

$$\bar{X} \pm t_{n-1, p_d} \frac{S}{\sqrt{n}} \Rightarrow \bar{X} \pm t_{n-1, p_d} \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

де  $n$  - кількість вимірювань;  $t_{n-1, p_d}$  - інтервал Стюдента, що вимірюється в залежності від величини  $f = n - 1$  (число ступенів свободи) і від обраної ймовірності  $P_d$ - довірчої ймовірності (для технічних розрахунків  $P_d = 0,95$ ).

Для даного обсягу вибірки значення визначають з так званого розподілу Стюдента, яке задається таблично.

Результати вимірювань, що містять грубі помилки, часто бувають добре помітні і виявляються при безпосередньому аналізі вимірювань. Статистичні методи застосовують лише в сумнівних випадках, коли інформація про якість вимірювань або неповна або ненадійна.

Для виключення грубих похибок необхідний наступний аналіз:

1. Визначити середньоквадратичне відхилення вимірюваної величини при вибірці даних обсягу  $n$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}$$

2. Обчислити абсолютну величину різниці між

$$|X^* - \bar{X}_{осм}|$$

де  $X^*$ - передбачувана груба помилка;

$\bar{X}_{осм}$ - середнє значення інших вимірювань.

3. Отриманий результат ділиться на

$$t = \frac{|X^* - \bar{X}_{осм}|}{\sigma^*}$$

де

$$\sigma^* = \sigma \cdot \sqrt{\frac{n-1}{n}}$$

4. Порівняти отриманий результат з  $t_{кр}$  (табличним значенням).

Якщо  $t > t_{кр}$ , результат можна вважати промахом. Приклад виключає графічні помилки.

Який би метод статистичної обробки даних не використовувався, він повинен бути обґрунтований, оскільки при виключенні випадкових і грубих помилок обсяг вихідної сукупності змінюється.

Стосовно до точки поставки/відпуску електроенергії використовуються наступні терміни:

**Показання основного лічильника** - показання деякого лічильника, підключеного до пристрою обліку, прийняте в якості основного для розрахунку по точці поставки/відпуску. Показання фіксується системою у вигляді сімейства часових рядів кВт·год з періодом інтегрування 3 хв, 30 хв, добу і місяць. Кожен ряд має певну глибину зберігання (період зберігання резервних копій).

**Показання дублюючого лічильника** - показання деякого лічильника, підключеного до пристрою обліку, що дублює показання основного датчика по розрахунковій точці. Можливі варіанти дублювання вимірювального каналу, що включає в загальному випадку вимірювальні трансформатори струму і напруги (ТТ, ТН), лічильник, телеметричний перетворювач з лінією зв'язку, пристрій обліку. Повне дублювання передбачає застосування двох незалежних пристроїв обліку, двох ліній зв'язку, двох датчиків, двох лічильників і двох комплектів ТТ і ТН. Найпростіший варіант дублювання - підключення одного і того ж лічильника до одного пристрою обліку окремих ліній.

**Візуальне показання** - показання, записане вручну з лічильника (основного або дублюючого) використовуваного для розрахунку по точці поставки/відпустку. Візуальне показання використовується для ручного контролю показань основного або дублюючого датчика. Візуальне показання фіксується у вигляді свідчення рахункового механізму і часу/дати знімання показання. Послідовні за часом візуальні свідчення (їх різниці) порівнюються з відповідними показаннями пристрою обліку.

**Необроблені дані** - сукупність показань основного і дублюючого датчика, візуальних свідчень і додаткової інформації, безпосередньо зареєстрованих системою (або вручну введені в неї) і зберігаються в базі даних. Необроблені дані є вихідною сировиною для проведення верифікаційних процедур з метою отримання достовірних даних.

**Достовірні дані** - результат проведення верифікаційних процедур. Фіксуються системою у вигляді комплексного тимчасового ряду з годинниковим періодом усереднення  $(W_i; M_i)$ , де  $W_i$  - значення кВт/год за відповідний час,  $M_i$  - маркер достовірності значення  $W_i$ .

### 1.3. Тенденції переходу споживачів 0,22/0,4 кВ на електроопалення

*Світові тенденції впровадження систем електроопалення.*

За даними експертів, у розвинених країнах спостерігається значне споживання електроенергії з метою електроопалення. За статистикою, у Франції електроопаленням обладнано близько 40% усіх будівель, в Іспанії й Фінляндії - 30%, в Норвегії - відомому світовому виробнику й постачальнику газу - більше 80%.

В 2010 році альтернативна енергетика стала одним із напрямків світової економіки, що особливо стрімко розвиваються. Тільки за один рік в усьому світі в неї було інвестовано майже 250 мільярдів доларів.

В Європі 60% нових установок прийшлися саме на долю відновлюваних джерел енергії. У США ця цифра становить 50%.

У Фінляндії впритул підійшли до завдання покращення екології й збільшення використання відновлюваних джерел енергії, в одну мить зводячи «пасивні» будинки.

Швеція перевела на «чисті» ресурси 51% економіки. Данія з одного тільки вітру отримує 25% всього струму.

Після 2012 року країни Євросоюзу почали масово будувати «пасивні» будинки, після 2015 - «нульові» будинки, а з 2025 - будинки «плюс-енергії».[13]

#### *Тенденції впровадження систем електроопалення в Україні.*

Протягом останніх років у деяких містах України збільшується кількість випадків переходу населення, а також малого і середнього бізнесу на електроенергію, як джерела теплової енергії і гарячої води. Вже на сьогодні відбулася повна децентралізація опалення у таких містах: Нікополь, Марганець, Покров.

Така ситуація обумовлена низкою факторів, серед яких: постійне зростання цін на вугілля та газ, зношеність систем і мереж централізованого тепlopостачання та гарячого водопостачання, що призводить до значного збільшення понаднормативних втрат, і відповідно до зростання тарифів на тепло і гарячу воду.

Питання впровадження систем електроопалення є особливо актуальним у тих містах, де проблема із централізованим тепlopостачанням є вкрай критичною. Прийшов час застосовувати досвід європейських міст. Електроопалення з використанням нічного тарифу – одне з ефективних рішень. Це також ще один крок до скорочення споживання газу. Зокрема, планується переглянути схеми тепlopостачання населених пунктів з урахуванням застосування систем електроопалення і відновлюваних джерел енергії.

Крім цього, передбачається проаналізувати економічну доцільність переведення на електроопалення одного або декількох міст України.

Ще одним кроком у вирішенні проблеми може стати надання населенню державної підтримки при впровадженні систем електроопалення, а також при модернізації внутрішньобудинкових електричних мереж.

*Перспективи впровадження системи електроопалення.*

Для України:

Скорочення імпорту газу; Розвиток інфраструктури електропостачання; Вирівнювання графіка споживання; Підвищення енергоефективності; Зниження навантаження на бюджет країни; Модернізація генеруючих і передавальних потужностей.

Для місцевих органів влади:

Розвиток підприємництва; Зниження навантаження на місцевий бюджет

Для МІНРЕГІОН, МЕВП, ДП «НЕК Укренерго»:

Виконання протоколів ЄС в сфері електроенергетики; Оновлення електричних мереж країни; Стабілізація систем опалення соціальної сфери і населення.

Таблиця 4 – Населені пункти із встановленим електроопаленням

Дніпропетровська область	Запорізька область	Донецька область
м. Дніпро	м. Запорозжя	м. Білицьке
м. Кривий Ріг	м. Токмак	с. Водяне
м. Новомосковськ	Пологівський р-н	смт. Новодонецьке
м. Перещепине	Акимівський р-н	м. Білозерське
м. Нікополь	м. Оріхів	с. Донське
м. Марганець	м. Бердянськ	с. Клинове
м. Павлоград	м. Мелітополь	м. Краматорськ
	м. Дніпрорудне	м. Бахмут
		м. Торецькому
		г. Курахово
		смт. Мангуш
		м. Новогродівка
		с. Новолуганське
		смт. Очеретине
		м. Покровськ
		м. Сіверськ
		с. Урзуф



Для споживача:

Економія витрат на опалення за рахунок диференційованого обліку;  
Підвищення якості наданої послуги та можливість регулювання обсягів послуги.

Для місцевих органів влади:

Розвиток підприємництва; Зниження навантаження на місцевий бюджет.

Для НКРЕКП:

Впровадження нового стандарту (20кВ); Зниження втрат - отже і тарифу;  
Стимулювання переходу на третій енергетичний пакет ЄС.

Для постачальника електричної енергії:

Зниження втрат в мережах; Впровадження нового стандарту 20 кВ.

Електроопалення - пріоритетний напрямок в децентралізації системи тепlopостачання, реалізація планомірного і керованого процесу вимагає системний підхід на державному рівні та ініціатив з боку місцевого та обласного управлінь. [12]

#### **1.4. Аналіз проблем в роботі електричних мереж 0,4 кВ при переході споживачів на електроопалення**

Електроопалення - це додаткове навантаження на внутрішньобудинкові електромережі. Це стосується будинків, що збудовані на пострадянському просторі. Тоді внутрішньобудинкові мережі розраховували на навантаження до 1500 Вт. Кабелі, що йдуть до головного щитка не розраховані на теперішнє навантаження. Наступним недоліком електроопалення є те, що при використанні обігрівача з відкритим нагрівальним елементом (теном), висушується повітря в приміщенні, що у свою чергу створює несприятливі умови для організму людини. Обмежена потужність системи, до якої приєднується споживач. Кожне приміщення розраховане на використання певної потужності електроприладів, перевищення якої небезпечно.[14]

Порівняння електроспоживання протягом року споживачів з різним типом електроопалення наведено в таблиці 5.

Таблиця 5 – Електроспоживання протягом року

Тип квартир	Однокімнатні, кВт·міс/ кВт·рік	Двокімнатні, кВт·міс/ кВт·рік	Трикімнатні, кВт·міс/ кВт·рік
- з централізованим електропостачанням	476 / 5712	756 / 9072	1165 / 13980
- з електроопаленням	1014,4 / 12172,8	1854 / 22248	2634 / 31608

### 1.5. Комерційні та технологічні втрати електричної енергії, заходи щодо їх зниження

Втрати електроенергії в електричних мережах є важливим показником економічності їх роботи, наочним індикатором стану системи, врахування електроенергії, нарешті ефективності діяльності енергопостачальних організацій. Цей індикатор чітко свідчить про проблеми, які вимагають невідкладних рішень у розвитку, реконструкції й технічному переозброєнні електричних мереж, удосконаленні методів і засобів їхньої експлуатації й керування, у підвищенні точності обліку електроенергії, ефективності збору коштів за спожиту електроенергію тощо. Класифікація сучасних методик зі зменшення втрат в електричних мережах представлена як систематизація рішень зі зменшення втрат електричної енергії. Електрична енергія є єдиним видом продукції, для передачі якої з місць виробництва до місць споживання не використовуються інші ресурси. Для цього витрачається частина самої електроенергії, що передається, тому її втрат неможливо уникнути, задача полягає в визначенні їх економічно обґрунтованого рівня. У зв'язку з малими інвестиціями у розвиток і технічне переозброєння електричних мереж, удосконалювання систем керування їхніми режимами, в облік електроенергії, виникла низка тенденцій, що негативно впливають на рівень втрат у мережах, адже йдеться про застаріле обладнання, фізичне й моральне зношування засобів обліку електроенергії, невідповідність встановленого обладнання передаваній потужності.

*Причини появи втрат.* Споживачі електроенергії існують всюди. Виробляється ж вона в порівняно деяких місцях, близьких до джерел паливо-ресурсів і гідроресурсів. Електроенергію не вдається консервувати у великих масштабах. Вона повинна бути спожита відразу ж після отримання. Тому виникає необхідність в передачі електроенергії на великі відстані.

Передача енергії пов'язана з помітними втратами. Електричний струм нагріває дроти ліній електропередачі. Відповідно до закону Джоуля-Ленца енергії, що витрачається на нагрівання проводів лінії, визначається формулою:

$$Q = \frac{U^2 \cdot t}{R}$$

де R-опір лінії.

При дуже великій довжині лінії передача енергії може стати економічно не вигідним. Значно знизити опір лінії практично дуже важко. Тому доводиться зменшувати силу струму. Для збереження переданої потужності потрібно підвищити напругу в лінії передачі. Чим довша лінія передачі, тим вигідніше використовувати більш високу напругу. Також втрати електроенергії обумовлені величезними обсягами крадіжок електричної енергії з мереж, відсутністю систем обліку, що дозволяє використовувати її майже без обмежень, застарілим обладнанням електромереж, крадіжками обладнання.

*Класифікація втрат.* При аналізі втрат електроенергії прийнято класифікувати їх за такими двома критеріями, як клас напруги електричної мережі та причини їх виникнення. За критерієм причин виникнення втрати електроенергії поділяються на технологічні та комерційні втрати. Технологічні втрати електроенергії в електричних мережах – це кількість електроенергії, яка дорівнює сумі втрат електроенергії в елементах електричних мереж, що виникають в них під час передачі електроенергії, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів, витрати електроенергії на плавлення ожеледі та втрати, що виникають як результат недосконалості обліку електроенергії технічними засобами. Тобто, технологічні втрати електроенергії складаються з технічних, витрат на власні потреби та втрат, обумовлених недообліком електроенергії.[6]

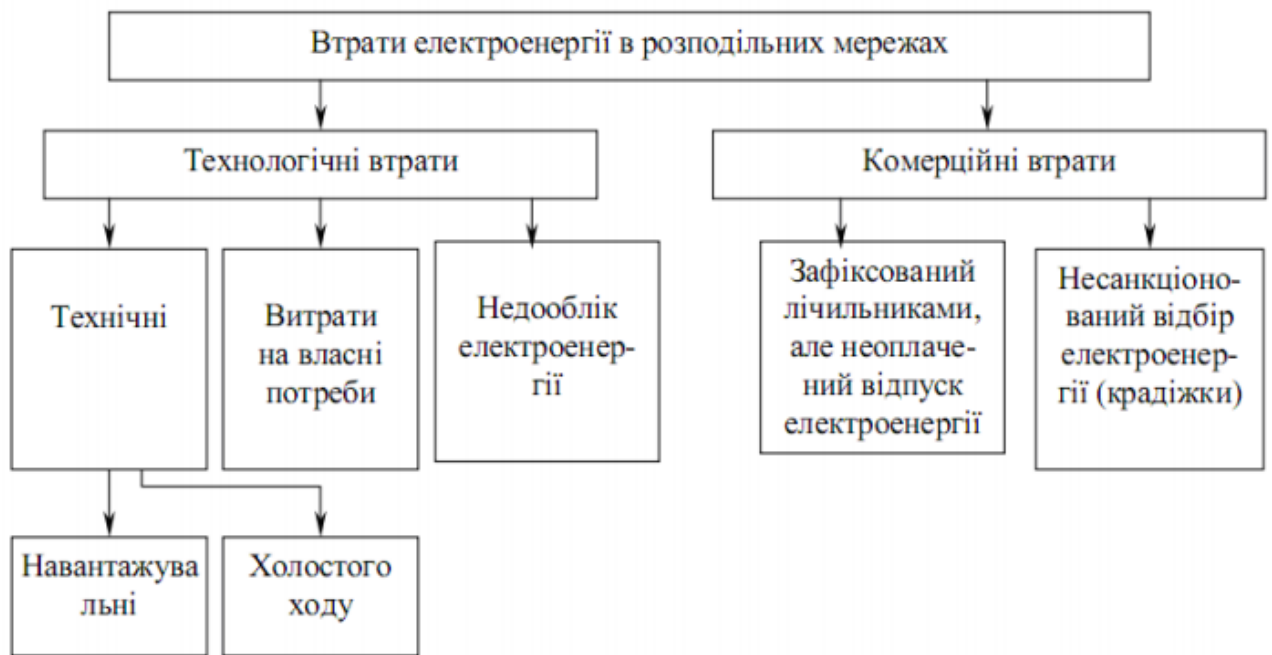


Рис.1. - Структура втрат у розподільчих мережах

**Висновок.** Враховуючи вищесказане, головною причиною значних втрат електроенергії є недостатня ефективність заходів щодо їх зниження. Це пов'язано з рівнем контролю автоматизації, що не відповідає поставленим вимогам ефективності, високими технологічним та комерційними втратами, незнанням споживачів щодо правильного використання електроенергії, тощо. У зв'язку з цим, доцільним рішенням є оснащення побутових споживачів «розумними» лічильниками та засобами збору і обробки інформації у операторів систем розподілу. Це дозволить покращити контроль споживання електроенергії, а також є можливим вирівнювання графіка електричних навантажень.

## **2. ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ**

### **2.1 АСКОЕ як засіб зниження втрат електричної енергії та підвищення точності прогнозування електроспоживання**

Однією з головних причин високих втрат електроенергії є низька ефективність заходів щодо їх зниження що, в свою чергу, зумовлено низьким рівнем автоматизації контролю та керування режимом електричних мереж цього класу напруги. Враховуючи високий рівень розвитку сучасної обчислювальної техніки та широкомасштабне впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) в електричних мережах, з'явилася можливість, по-перше, використовувати бази даних цієї системи обліку в задачах визначення втрат електроенергії, по-друге, інтегрувати її з автоматизованою системою диспетчерського керування.[6]

Більше п'яти років тому компанія «НІК» прийняла рішення розробляти «розумні» прилади та системи з обліку енергоресурсів: газу, води, тепла, електрики. На базі «розумних» лічильників обліку електроенергії, промислових контролерів, спеціалізованого обладнання та програмного забезпечення власного виробництва компанія «НІК» створює автоматизовані системи комплексного обліку енергоресурсів – АСКОЕ NovaSyS.

АСКОЕ для побутового сектора NovaSyS EnergySale

Дана Система створена для вирішення існуючих і знову виникаючих завдань в сучасних умовах енергоринку:

- ліквідація безоблікового споживання електроенергії побутовим сектором;
- контроль побутових мереж для виявлення несанкціонованого забору електроенергії;
- моніторинг споживання і своєчасної оплати побутового споживання електроенергії;
- регулювання споживання електроенергії шляхом відключення боржників від електромереж;
- складання балансу електроенергії по районах, підстанцій, будинкам;
- планування енергоспоживання в мережах власника електроенергії;

- здешевлення і «полегшення» конфігурацій систем збору, зберігання та передачі комерційних даних про споживання електроенергії на верхній рівень.

Система NovaSyS, розроблена компанією «НІК», вирішує дані задачі шляхом реалізації наступних можливостей:

- збір даних обліку електроенергії з лічильників за наступними каналами зв'язку: Ethernet, PLC, радіоканал;
- можливість збору даних без втрати точності показань незалежно від поверховості будинків та кількості споживачів в ньому;
- дистанційний моніторинг балансу;
- наявність у використовуваній апаратурі незалежної пам'яті, що фіксує всі несанкціоновані впливи на систему збору даних;
- віддалене управління підключенням/відключенням абонентів до/від електромережі;
- можливості безмежного розширення мережі опитування.[15]

## **2.2. Оснащення побутових споживачів «розумними» лічильниками**

Смарт-лічильники виготовлені з електронних компонентів і не мають механічних рухомих частин. Основна відмінність від звичайних (індукційних і електронно-механічних) - в більшій функціональності. Смарт-лічильники, крім рахунку спожитої електроенергії, мають ще ряд інших корисних функцій:

- облік електричної енергії за зонами доби;
- об'єднання їх в систему;
- вимірювання параметрів мережі (напруга і т.п.);
- захист від критичних коливань напруги;
- передача інформації енергокомпаніям про аварійні ситуації в мережі;
- висновок на екран інформації про заборгованість та багато іншого.

Вся зібрана інформація тривалий час зберігається в пам'яті лічильника і може бути зчитана для подальшої обробки або аналізу. Зчитування інформації

також може бути як локальним (необхідно підключитися до порту лічильника), так і дистанційним, в автоматичному режимі.

Споживачам смарт-лічильники дають можливість економити гроші без зміни енергоспоживання за рахунок переходу на зонний облік. При наявності «розумного лічильника» з 23:00 до 7:00 електроенергія дешевша на 50%, і якщо включати потужні електроприлади в цей час, наприклад, бойлер або електродуховку, можна значно зменшити рахунок.

Також регулярне дистанційне зчитування показів лічильників забезпечує формування платіжок з фактичними даними про кількість спожитої електроенергії. Тобто лічильник сам передає в енергокомпанію обсяг спожитої електроенергії і рахунок виставляється саме його. Це дуже зручно для тих споживачів, які регулярно забувають передати показники з 1-го по 5-е число - їм досить, отримавши платіжку, звірити зазначені в ній покази по лічильнику.

Як і будь-який інший пристрій, смарт-лічильники іноді виходять з ладу. Однак при цьому в них не відбувається додаткового "накручування" електроенергії, лічильник просто зупиняється (гасне табло). У порівнянні зі старими індукційними (дисковими) лічильниками відсоток пошкоджених смарт-лічильників навіть менше через відсутність рухомих частин (а значить - не може заклинити механізм). А для індукційних електролічильників поширеним є їх «самохід», тобто диск лічильника продовжує обертатися, навіть коли всі споживачі електричного струму вимкнені. В смарт-лічильників таких проблем немає.

Але навіть якщо лічильник вимкнувся, в більшості випадків є можливість отримати інформацію з його незалежній пам'яті. А це дозволяє встановити точні показники і дату виходу з ладу лічильника і виконати донарахування за середнім тільки за період, в який лічильник не працював.[17]

### 2.3. Моделювання профілів електроспоживання споживачів оснащених смарт-лічильниками при застосуванні зонних тарифів на електроенергію

*Моделювання графіків електричних навантажень без електроопалення.*

Розв'язання задачі починаємо з моделювання фактичного графіка електричних навантажень типової двокімнатної квартири. Складаємо таблицю питомої потужності струмоприймачів.

Таблиця 6 – Встановлена потужність і склад струмоприймачів двокімнатної квартири без електроопалення

Назва приміщення	Тип електроприймача	Питома потужність Руст, Вт
Приміщення 1, Зала	Освітлення	200
	Телевізор, персональний комп'ютер	840
	Настольна лампа	40
	Кондиціонер, праска	3200
Приміщення 2, Лоджія	Освітлення	100
Приміщення 3, Спальня	Освітлення	200
	Телевізор	2140
	Ноутбук	700
	Пилосос	1400
Приміщення 4, Кухня	Освітлення	200
	Електроплита	8500
	Мікрохвильова піч, кухонний комбайн	1500
	Пральна машина	950
	Витяжка, Телевізор	290
	Холодильник	300
	Електрочайник	2000
Приміщення 5, Вітальня	Освітлення	100
Приміщення 6, Санвузол	Освітлення	100
	Бойлер	2000
Приміщення 7, Ванна кімната	Освітлення	100
	Фен	1600
Сумарна встановлена потужність, Вт		26460



Сумарна встановлена активна потужність струмоприймачів:

$$P_{уст\sum} = P_{уст\sum} = 26,46 \text{ кВт}$$

де  $P_{уст}$  – встановлена потужність окремих струмоприймачів, кВт.

Розрахункове навантаження на ввіді квартири визначається за методом коефіцієнта попиту:

$$P_{розрах.кв} = P_{уст} \cdot K_c = 26,46 \cdot 0,63 = 16,67 \text{ кВт}$$

где  $K_c = 0,63$  - визначається в залежності від значення заявленої потужності струмоприймачів в квартирі.

Обчислюється розрахункове струмове навантаження групи струмоприймачів:

$$I_{розрах.кв} = \frac{P_{розрах.кв}}{U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ср}} = \frac{16,67}{0,22 \cdot 0,93} = 81,47 \text{ А}$$

де  $\cos \varphi_{ср} = 0,93$  - середньозважене значення коефіцієнта потужності підключеного навантаження (визначається по таблиці 3.6 [2]) або розрахунковим шляхом за паспортними даними струмоприймачів, що входять в дану групу.

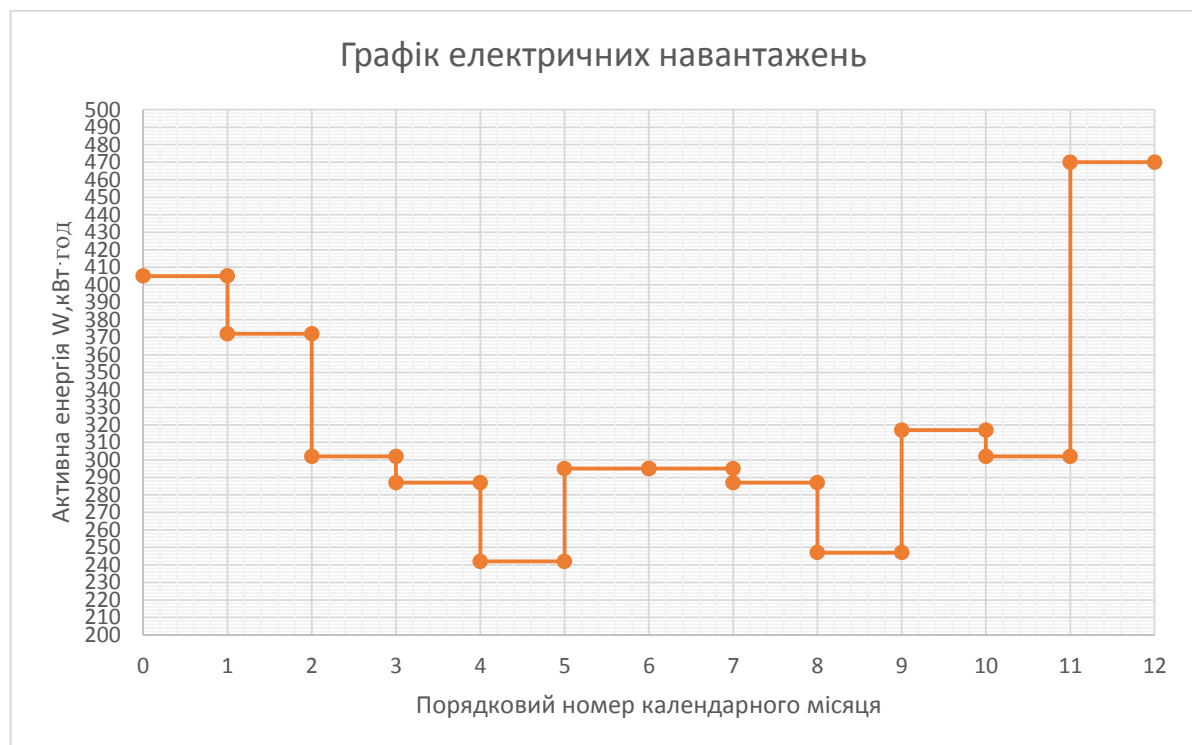


Рис.2 – Річний графік електричних навантажень житла з централізованим теплопостачанням

*Моделювання графіків електричних навантажень з наявністю електроопалення.*

Таблиця 7 – Встановлена потужність і склад струмоприймачів двокімнатної квартири з електроопаленням

Назва приміщення	Тип електроприймача	Питома потужність Руст, Вт
Приміщення 1, Зала	Освітлення	200
	Телевізор, персональний комп'ютер	840
	Настольна лампа	40
	Кондиціонер, праска	3200
	Електроопалення	3000
Приміщення 2, Лоджія	Освітлення	100
Помещение 3, Спальня	Освітлення	200
	Телевізор	2140
	Ноутбук	700
	Пилосос	1400
	Електроопалення	3000
Приміщення 4, Кухня	Освітлення	200
	Електроплита	8500
	Мікрохвильова піч, кухонний комбайн	1500
	Пральна машина	950
	Витяжка, Телевізор	290
	Холодильник	300
	Електрочайник	2000
	Електроопалення	3000
Приміщення 5, Вітальня	Освітлення	100
	Електроопалення	2000
Приміщення 6, Санвузол	Освітлення	100
	Бойлер	2000
Приміщення 7, Ванна кімната	Освітлення	100
	Фен	1600
Сумарна встановлена потужність, Вт		37460

Сумарна встановлена активна потужність струмоприймачів:

$$P_{уст\sum} = 37,46 \text{ кВт}$$

Розрахункове навантаження на вводі квартири:

$$P_{\text{розрах.кв}} = P_{\text{уст}} \cdot K_c = 37,46 \cdot 0,63 = 23,6 \text{ кВт}$$

Розрахункове струмове навантаження групи струмоприймачів:

$$I_{\text{розрах.кв}} = \frac{P_{\text{розрах.кв}}}{U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ср}}} = \frac{23,6}{0,22 \cdot 0,93} = 115,34 \text{ А}$$

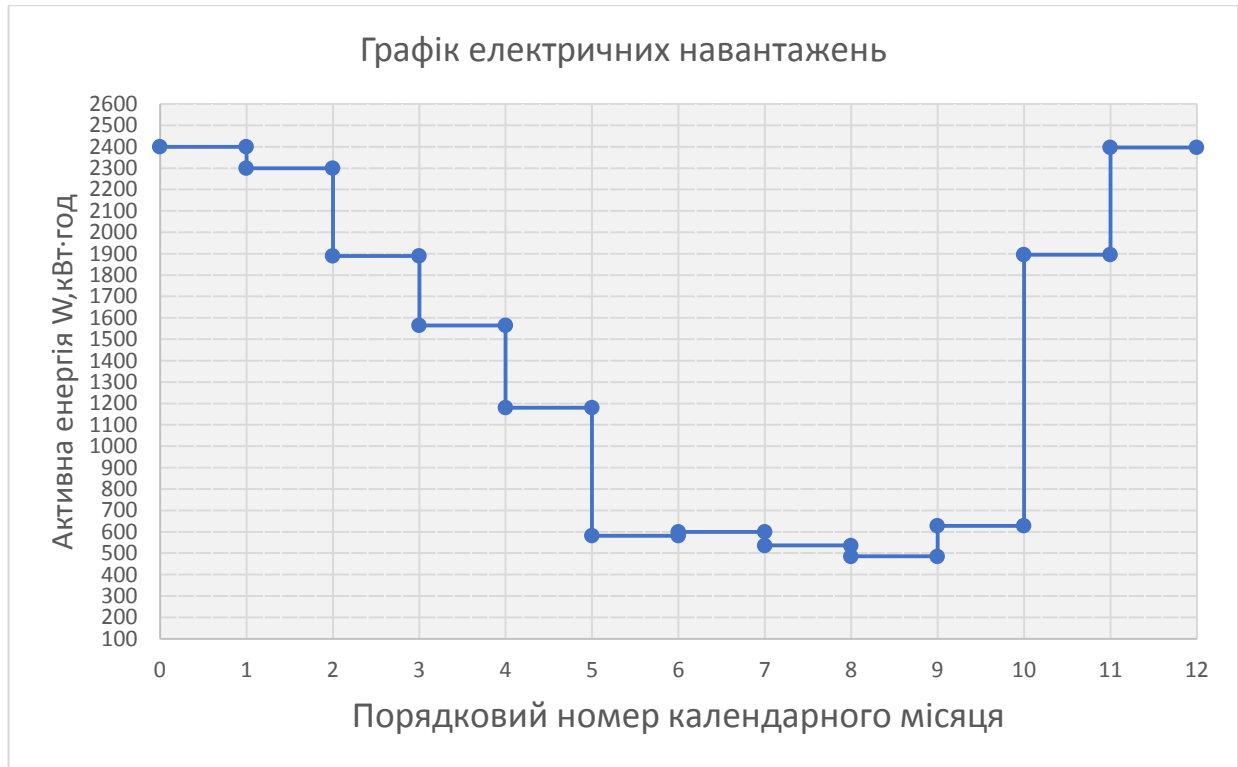


Рис.3 – Річний графік електричних навантажень житла оснащений електроопаленням

Для детального аналізу, виконаємо розрахунок електричних навантажень відповідно до [2].

Для розрахунків житлових будинків і споруд використовують такий показник як питоме навантаження, який визначений для споживача конкретного типу в залежності від його характеристики. Так, для житлових будинків цей показник залежить від кількості квартир і типу плит для приготування їжі (електричні, газові), а також від наявності або відсутності кондиціонування повітря. Розрахунок ведемо для будинку, що має 12 поверхів, 48 квартир та оснащені електроплитами потужністю 8,5 кВт.

Розрахункове активне навантаження  $P_p$  об'єкта при цьому визначається з виразу:

$$P_{жN} = P_{жП} \cdot N,$$

де  $P_{жП}$  - питоме розрахункове навантаження одного житла (квартири), яке вибирається за таблицею 3.1 [2] залежно від прийнятого рівня електрифікації та кількості квартир, приєднаних до даної ланки електромережі, кВт/житло;  
 $N$  – кількість жител (квартир), приєднаних до вводу, лінії, ТП.

$$P_{жП1} = 2,24 \text{ кВт}$$

$$P_{жN1} = 2,24 \cdot 48 = 107,52 \text{ кВт}$$

За таблицею 3.6 [2] приймаємо для даного типу житлового будинку (з урахуванням застосування кондиціонерів повітря) коефіцієнти:  $\cos_{\phi_{кв}} = 0,93$ ;  $tg_{\phi_{кв}} = 0,40$ .

Визначаємо розрахункове реактивне навантаження групи жител, приведене до вводу 0,4 кВ:

$$Q_{жN} = P_{жN} \cdot tg_{\phi_{кв}},$$

$$Q_{жN1} = 107,52 \cdot 0,4 = 43 \text{ кВар}$$

Визначаємо навантаження силових електроприймачів. Ліфтові установки.

Визначаємо розрахункове активне навантаження ліфтового обладнання, приведене до вводу 0,4 кВ:

$$P_{жЛ} = \sum P_{уст.Л} \cdot K_{с.Л},$$

де  $K_{с.Л} = 0,8$  – коефіцієнт попиту ліфтових установок, згідно таблиці 3.5 ДБН.

Кількість ліфтів у будинку – 2 (пасажирський - 400 кг, 6 кВт);

$$P_{жЛ} = 2 \cdot 0,8 \cdot 6 = 9,6 \text{ кВт}$$

За таблицею 3.6 [2] приймаємо коефіцієнти:  $\cos_{Л} = 0,65$ ;  $tg_{Л} = 1,17$ .

Визначаємо розрахункове реактивне навантаження ліфтового обладнання, наведене до вводу 0,4 кВ:

$$Q_{жЛ} = P_{жЛ} \cdot tg_{Л},$$

$$Q_{жЛ} = 9,6 \cdot 1,17 = 11,23 \text{ кВар}$$

Визначаємо загальне навантаження житлового будинку без електроопалення, наведене до шин вводу 0,4 кВ:

- активне навантаження:

$$P_{p.ж.б} = P_{жN} + 0,9 \cdot P_{жЛ},$$

$$P_{p.ж.б.1} = 107,52 + 0,9 \cdot 9,6 = 116,16 \text{ кВт}$$

- реактивне навантаження:

$$Q_{p.ж.б} = Q_{жN} + 0,9 \cdot Q_{жЛ},$$

$$Q_{p.ж.б.1} = 43 + 0,9 \cdot 11,23 = 53,1 \text{ кВар}$$

Аналогічно визначаємо навантаження споживачів з електроопаленням, згідно вимог [2], Додаток Д, табл. Д.2.

$$P_{жП.2} = 11,375 \text{ кВт}$$

$$P_{жN.2} = 11,375 \cdot 48 = 546 \text{ кВт}$$

$$Q_{жN.2} = 546 \cdot 0,4 = 218,4 \text{ кВар}$$

$$P_{p.ж.б.2} = 546 + 0,9 \cdot 9,6 = 554,64 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.ж.б.2} = 218 + 0,9 \cdot 11,23 = 228,107 \text{ кВар}$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 6.

Таблиця 8 – Показники потужності споживачів з встановленим електроопаленням та без електроопалення

Розрахунковий показник потужності	Споживачі	
	- без електроопалення	- з електроопаленням
$P_{жП}$ , кВт	2,24	11,375
$P_{жN}$ , кВт	107,52	546
$Q_{жN}$ , кВар	43	218,4
$P_{жЛ}$ , кВт	9,6	9,6
$Q_{жЛ}$ , кВар	11,23	11,23
$P_{p.ж.б}$ , кВт	116,16	554,64
$Q_{p.ж.б}$ , кВар	53,1	228,107

Виходячи з отриманих розрахунків, очевидно, що навантаження будинку при масовому переході споживачів на електроопалення збільшується, і, як наслідок, графіки електричних навантажень (ГЕН) стають більш нерівномірними.

Це пов'язано з тим, що при електричному опаленні та гарячому водопостачанні житлових будинків, враховуючи велику інерційність об'єктів

регулювання, можливо за рахунок керування моментами включень електроопалювальних приладів зробити графіки електроспоживання більш рівномірними. Частково згладити ГЕН на вводі в житловий будинок можливо, згладивши графіки навантаження в кожному квартирі та ліній, що живлять загальнобудинкові електроприймачі. Проте досягти прийнятного вирівнювання графіків на вводі в кожному квартирі неможливо тому, що найбільший максимум електроспоживання побутовими електроприймачами в квартирі, як правило, в декілька разів перевищує потужність встановлених електроприладів опалення та водопостачання. Графіки навантаження стояків, до яких підключено по декілька квартир, являються більш рівномірними через розбіжність у часі максимумів навантаження квартирних введів. В більшості випадків можливо достатньо добре згладити ГЕН стояків. В окремих випадках, коли до стояків підключена невелика кількість квартир, при якому не вдається повністю згладити ГЕН кожного окремого стояка, достатньо об'єднати в єдину систему регулювання декілька стояків та вирівняти їх груповий графік навантаження. У всіх випадках можливо виконати вирівнювання ГЕН безпосередньо на вводі в будинок, проте, чим більша кількість об'єктів регулювання (квартирних введів) включено в загальну систему управління, тим нижча її надійність. У зв'язку з цим, доцільно об'єднати мінімальне число об'єктів регулювання, загальне навантаження яких можливо більш досконало згладити.

Оціним ефективність вирівнювання ГЕН житлового будинку з електроопаленням.

Розрахункове навантаження на вводі в житловий будинок при ідеальному його вирівнюванні буде дорівнювати середньому значенні, яке визначається сумою середніх значень її складових:

$$P_{зг} = N \cdot (P_{жп.2} + P_{вн}) + P_{жл} + n_0 \cdot P_0, \text{ кВт}$$

де  $P_{вн}$  – питома розрахункова навантаження на одну квартиру побутових електричних водопідігрівачів, кВт;

$n_0$  – кількість електроопалювальних приладів, шт;

$P_0$  – встановлена потужність електроопалювальних приладів, кВт.

Для будинків з електроплитами річне число годин використання максимуму навантаження  $T_{MAX} = 5750$  год. Середнє значення навантаження побутових електроприймачів визначаємо за формулою:

$$\overline{P_{жп.2}} = \frac{T_{MAX}}{T_{\Gamma}} \cdot P_{жп.2},$$

де  $T_{\Gamma} = 8760$  год – число годин на рік.

$$\overline{P_{жп.2}} = \frac{5750}{8760} \cdot 11,375 = 7,46 \text{ кВт}$$

Середня потужність електроопалювального приладу:

$$P_0 = p_0 \cdot P_{пит}$$

де  $p_0 = 0,7$  – середня ймовірність включення електроопалювальних приладів;

$P_{пит}$  – встановлена потужність електроопалювального приладу, кВт.

$$P_0 = 0,7 \cdot 2 = 1,4 \text{ кВт}$$

Середня потужність електричного водонагрівача при електроспоживанні 2700 кВт·год/рік, що відповідає щододенній витраті 100 л. води температурою 65°C, складає:

$$P_{вн} = \frac{2700}{8760} = 0,31 \text{ кВт}$$

Розрахункове навантаження при ідеальному вирівнюванні ГЕН на ввіді в будинок складатиме:

$$P_{зг} = 48 \cdot (7,46 + 0,31) + 9,6 + 2 \cdot 1,4 = 385 \text{ кВт}$$

Оцінимо абсолютну та відносну ефективність вирівнювання ГЕН на ввіді в будинок з електричним опаленням та водопостачанням відповідно:

$$E_{АБС} = P_{р.ж.б.2} - P_{зг}$$

$$E_{АБС} = 546 - 385 = 161 \text{ кВт}$$

$$E_{Віднош.} = \frac{(P_{р.ж.б.2} - P_{зг})}{P_{р.ж.б.2}} \cdot 100\%$$

$$E_{Віднош.} = \frac{(546 - 385)}{546} \cdot 100\% = 29,5 \%$$

Розрахункове електричне навантаження на ввіді в будинок при централізованому опаленні та водопостачанні складає:

$$P_{р.ж.б.1} = 116,16 \text{ кВт}$$

Таким чином, при переході на електроопалення без вирівнювання графіка електричних навантажень на ввіді в 48-и квартирний будинок, навантаження збільшується в 4,7 разів, а при ідеальному вирівнюванні ГЕН – збільшується в 3,31 раз. Що в свою чергу підкреслює ефективність вирівнювання графіків навантаження.



Рис.4 – Добовий графік електричних навантажень житла з електроплитами

З побудованого фактичного графіка визначаємо техніко-економічні показники: оцінюємо та порівнюємо плату за користування електричною енергією за одноставочним і двозонним тарифами.

Спочатку розрахуємо спожиту електроенергію за *одноставочним тарифом*.

Плата за споживання активної електроенергії визначається за формулою:

$$P_{Pi} = W_{\text{Рфакт}} \cdot T;$$

$$T = 168 \text{ коп/кВт}\cdot\text{год}$$

$$P_{P1} = 0,5 \cdot 1,68 = 0,84 \text{ грн}$$



$$P_{p2} = 0,4 \cdot 1,68 = 0,672 \text{ грн}$$

Розрахуємо спожиту електроенергію за *двозонним тарифом*.

Плата за споживання активної електроенергії визначається за формулою:

$$P_{pi} = W_{\text{Рфакт}} \cdot T \cdot k$$

де  $k$  – розрахунковий коефіцієнт, що залежить від часу доби.

Денний з 7:00 - 23:00,  $k = 1$ ; нічний з 23:00 - 7:00,  $k = 0,5$ .

$$P_{p1} = 0,5 \cdot 1,68 \cdot 0,5 = 0,42 \text{ грн}$$

$$P_{p2} = 0,4 \cdot 1,68 \cdot 0,5 = 0,336 \text{ грн}$$

Далі аналогічним чином визначаємо плату за кожну годину доби, отримані результати заносимо до таблиці.

Загальна сума сплати за *одноставочним тарифом*:

$$P_{\text{Рміс1}} = 1947,8 \text{ грн};$$

$$P_{\text{Ррік1}} = 23373,5 \text{ грн};$$

Загальна сума сплати за *двозонним тарифом*:

$$P_{\text{Рміс2}} = 973,896 \text{ грн};$$

$$P_{\text{Ррік2}} = 11686,752 \text{ грн};$$

Різниця сплати за електроенергію:

$$P_{\text{Р}} = P_{\text{Ррік1}} - P_{\text{Ррік2}} = 28048,2 - 25835,84 = 2212,36 \text{ грн}$$

За отриманими результатами можливо зробити висновок, що ефективність заміни електролічильників з *одноставочним тарифом* на лічильники із *двозонним тарифом* суттєво зменшує витрати на електроенергію. А також, при регулюванні ввімкнення електроприладів можливо скоригувати ГЕН та зменшити навантаження на внутрішньобудинкову мережу.



Рис.5 – Добовий графік електричних навантажень житла з електроплитами при регулюванні навантаження

Досягти такого графіка електричних навантажень (Рис.5) за допомогою двозонного лічильника і зменшити витрати на електроенергію можливо двома способами:

- перенести частину електроспоживання найбільш ненажерливими приладами на вечірній і ранковий час;
- скоротити обсяги використання електрики.

Перенести частину електроспоживання на нічний і вечірній час можна за допомогою таймерів, вбудованих в сучасну побутову техніку. Наприклад, можна налаштувати автоматичне включення мультиварки, бойлера, пральної машини, посудомийки, кондиціонера, електричне поле городу в період з 23 вечора до 7 години ранку. Заряджати акумулятори ноутбуків і смартфонів теж вигідніше вночі.

Якщо в техніці немає вбудованого таймера, можна скористатися спеціальною «розумною» розеткою з механічним або цифровим таймером.

Таблиця 9 - Плата за споживання активної електроенергії житлового будинку

Час	Активна енергія W, кВт·год	Тариф, грн/кВт·год	Плата за одноставочним тарифом, грн	Коефіцієнт двозонного тарифу	Плата за двозонним тарифом, грн
00:00-01:00	0,5	1,68	0,84	Нічний k=0,5	0,42
01:00-02:00	0,4		0,672		0,336
02:00-03:00	0,4		0,672		0,336
03:00-04:00	0,5		0,84		0,42
04:00-05:00	0,9		1,512		0,756
05:00-06:00	0,9		1,512		0,756
06:00-07:00	1,4		2,352		1,176
07:00-08:00	1,5		2,52	Денний k=1	1,26
08:00-09:00	1,8		3,024		1,512
09:00-10:00	1,8		3,024		1,512
10:00-11:00	2		3,36		1,68
11:00-12:00	2		3,36		1,68
12:00-13:00	2,1		3,528		1,764
13:00-14:00	2,1		3,528		1,764
14:00-15:00	1,9		3,192		1,596
15:00-16:00	1,9		3,192		1,596
16:00-17:00	2,3		3,864		1,932
17:00-18:00	2,3		3,864		1,932
18:00-19:00	2,5		4,2		2,1
19:00-20:00	2,4		4,032		2,016
20:00-21:00	2		3,36		1,68
21:00-22:00	2		3,36		1,68
22:00-23:00	0,9		1,512		0,756
23:00-24:00	0,9		1,512	Нічний k=0,5	0,756
Сума за день, грн			62,832	Сума за день, грн	31,416

Такі розетки дозволяють запрограмувати включення/вимкнення електроприладів на добу або на тиждень відповідно. Розетки з таймером також допоможуть «не забути» вимкнути побутову техніку, коли нею не користуються.

Wi-Fi-розетки дозволяють задавати гнучкі сценарії роботи електроприладів в будь-який час доби, вмикати/вимикати побутову техніку дистанційно через інтернет зі смартфона, навіть не перебуваючи вдома. Деякі

моделі таких розеток мають функцію енергомоніторингу: на екрані смартфона можна в режимі реального часу спостерігати скільки і на яку суму використовує електроенергії конкретний чайник або пілосос.

За допомогою «розумних» розеток можна перенести до 50% електроспоживання на вечірньо-ранковий час.

### *Моделювання адаптованого добового графіка електричних навантажень енергосистеми*

У залежності від тривалості роботи ТЕС впродовж року при покритті графіків енергетичних навантажень, які характеризуються числом годин використання встановленої потужності Руст, електростанції прийнято класифікувати на: базові (туст  $> 6000$  год/рік); напівпікові (туст  $= 2000\text{--}5000$  год/рік); пікові (туст  $< 2000$  год/рік).

Базові електростанції несуть максимально можливе постійне навантаження впродовж більшої частини року. У світовій енергетиці як базові використовують АЕС, високоекономічні КЕС, а також ТЕЦ при роботі по тепловому графіку.

Пікові навантаження покривають ГЕС, ГАЕС, ГТУ, що володіють маневреністю і мобільністю, тобто швидкими пуском і зупинкою. Пікові електростанції включаються в години, коли потрібно покрити пікову частину добового графіка електричного навантаження. Напівпікові електростанції при зменшенні загального електричного навантаження або переводяться на знижену потужність, або виводяться в резерв.[18]

За даними НЕК Укренерго, станом на 01.12.2019 р., добовий графік виробництва/споживання електроенергії має вигляд, зображений на Рис.6.

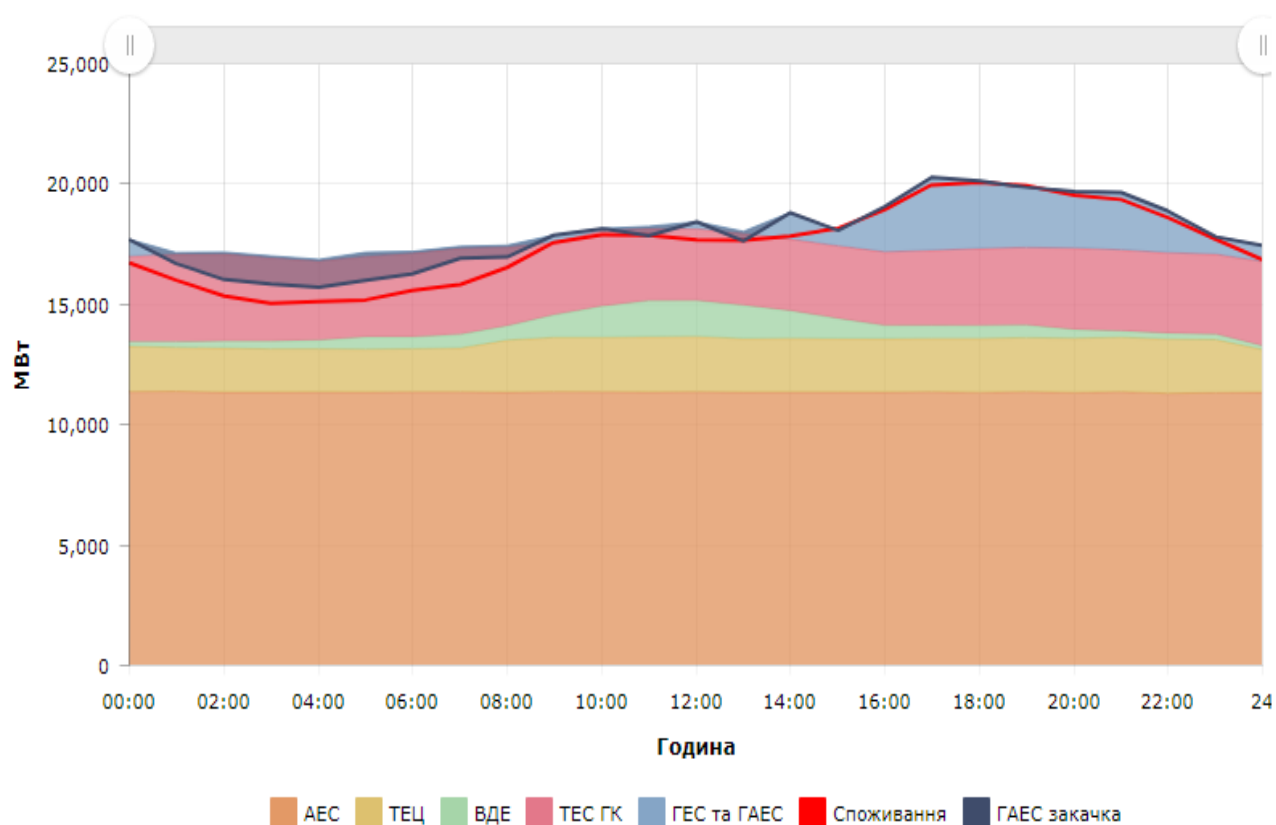


Рис.6 – Добовий графік виробництва/споживання е/е за 01.12.2019 р.

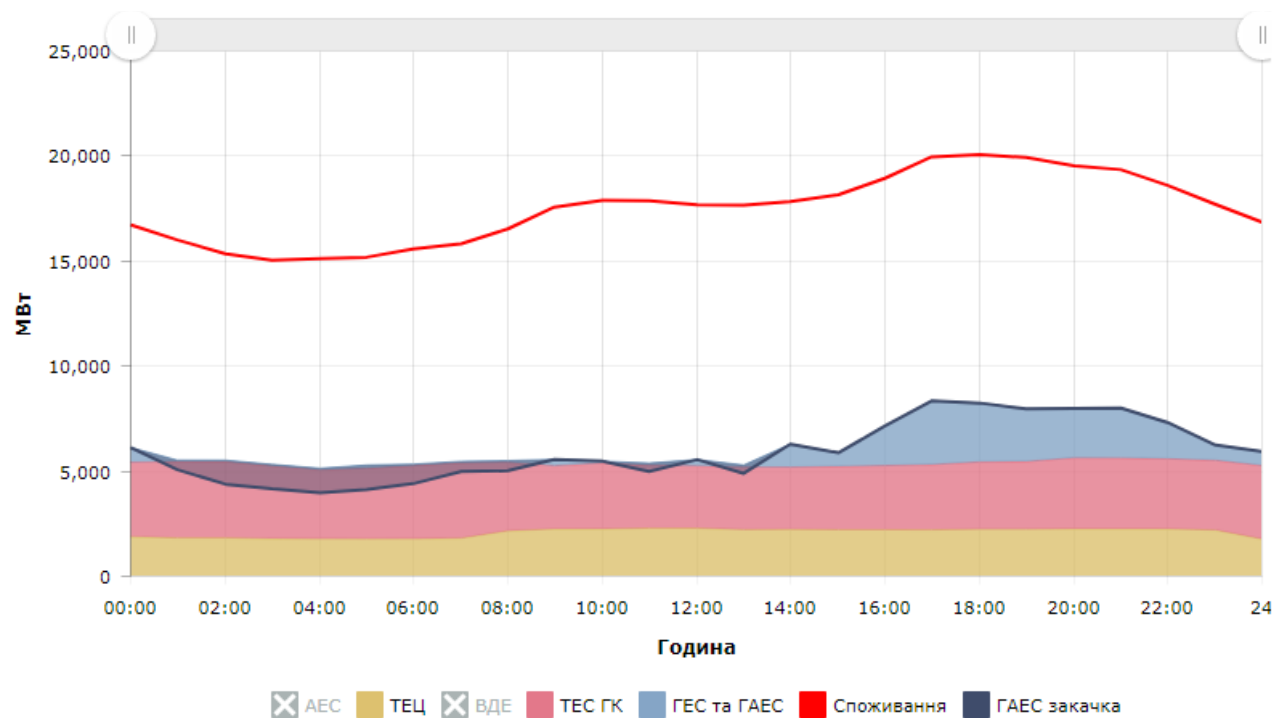


Рис.7 – Добовий графік виробництва/споживання е/е за 01.12.2019 р без АЕС та ВДЕ

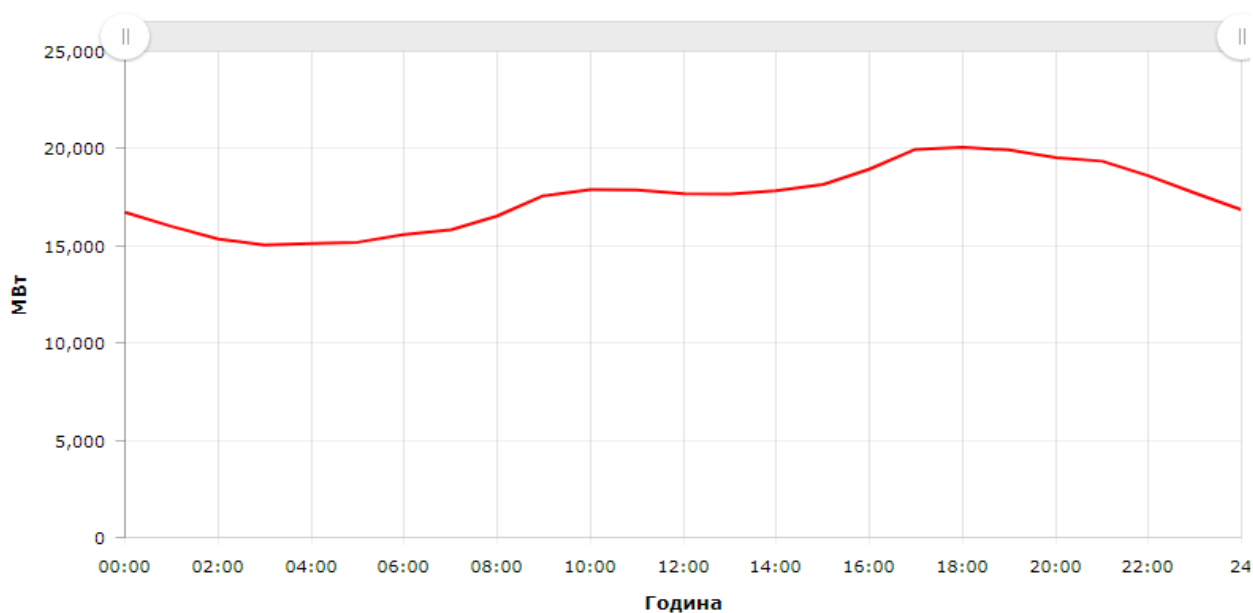


Рис.8 – Добовий графік споживання електроенергії за 01.12.2019 р.

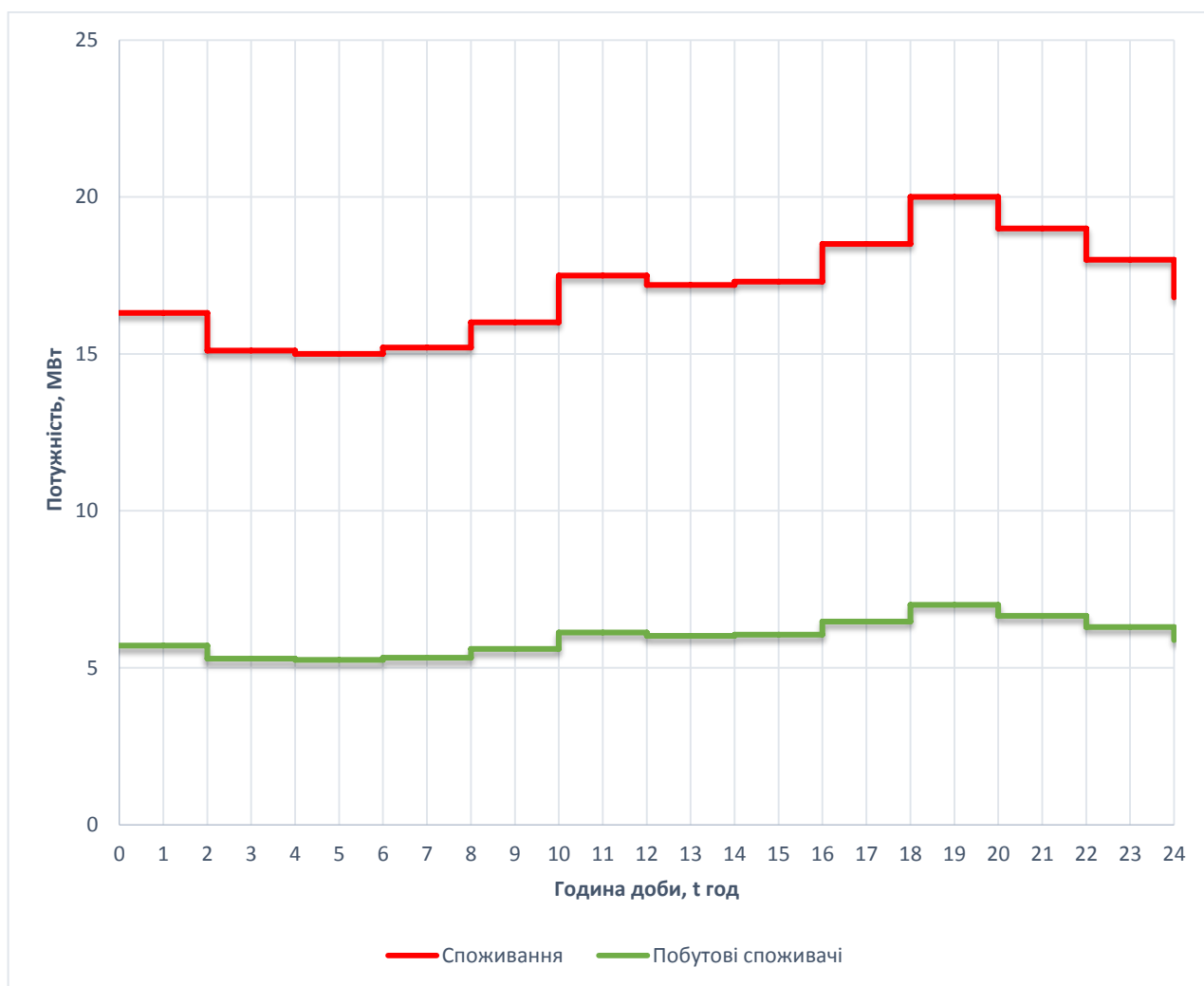


Рис.9 – Реальний графік загального споживання е/е та побутових споживачів станом на 01.12.2019 р

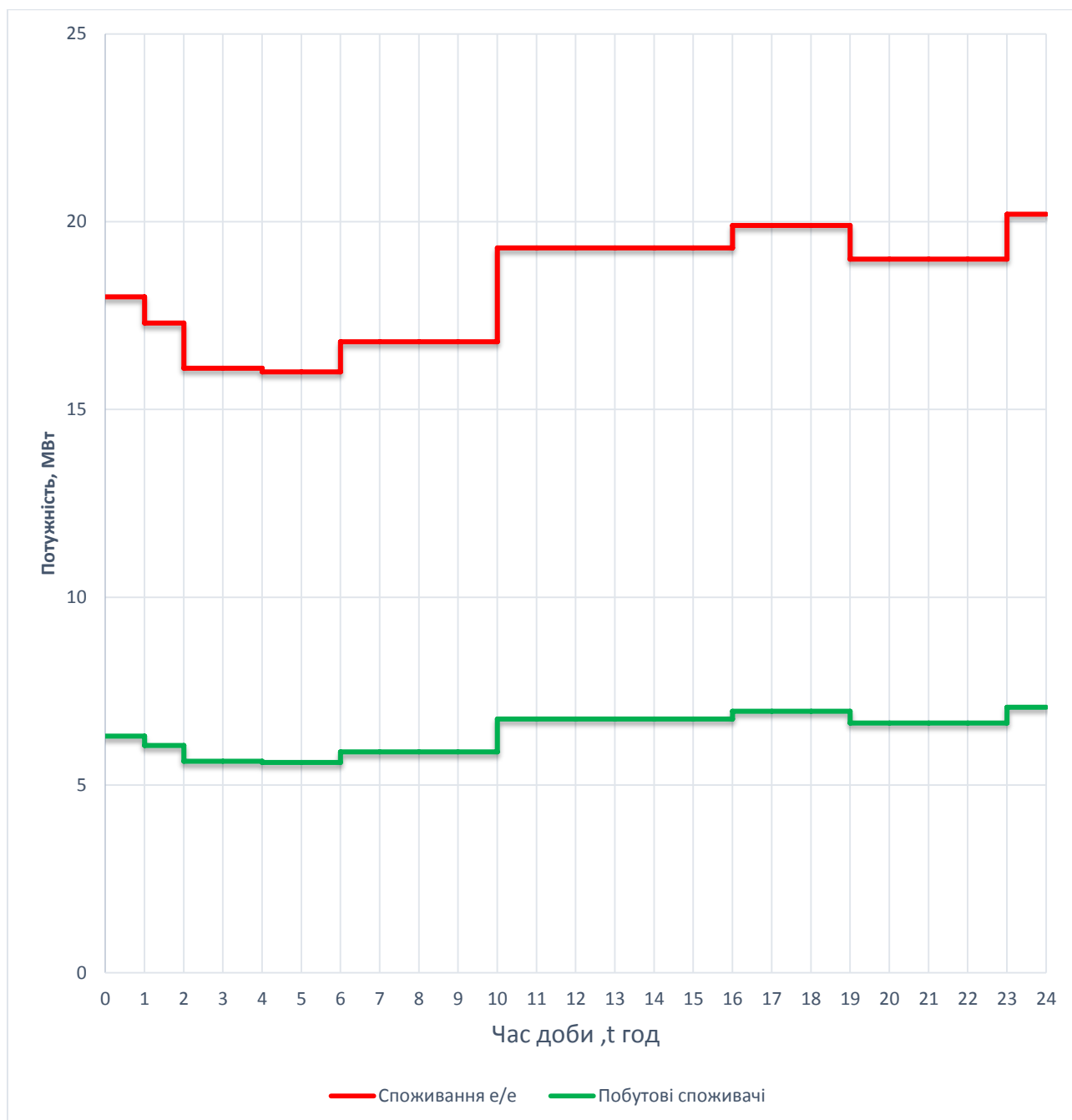


Рис.10 – Можливий скорегований ГЕН споживання електроенергії при вирівнюванні навантаження

#### 2.4. Динаміка підвищення корисного відпуску на зниження комерційних втрат

Комерційні втрати електроенергії – це втрати електроенергії, які обумовлені неоплаченою часткою відпущеної електроенергії та втратами, які

пов'язані з нерівномірністю оплати за спожиту електроенергію. Особливістю цієї складової втрат електроенергії є те, що їх не можливо виміряти, а можна тільки визначити з балансу електроенергії:

$$\Delta W_{\text{ком}} = W_{\text{пост}} - W_{\text{відп}} - \Delta W_{\text{техн}}$$

де  $W_{\text{пост}}$  - сумарна кількість електроенергії, що надійшла в електричну мережу;

$W_{\text{відп}}$  - корисний відпуск електроенергії;

$\Delta W_{\text{техн}}$  - технологічні втрати електроенергії.

Отже, значення похибки визначення комерційних втрат залежить від похибки вимірювання корисного відпуску електроенергії та обсягу несанкціоновано спожитої електроенергії, але також і від похибки розрахунку технологічних втрат. Комерційні втрати, виникають при неодноразовій оплаті за електроенергію споживачами, таким чином з'являється «сезонна складова». Ці втрати електроенергії виникають у зв'язку з тим, що побутові споживачі об'єктивно не в змозі одночасно зняти покази лічильників і оплатити за електроенергію. Зазвичай, платежі відстають від енергоспоживання побутовими споживачами, що, вносить похибку у визначення фактичного корисного відпуску побутовим споживачам і в розрахунок фактичного небалансу електроенергії, тому що відставання може становити від одного до трьох місяців і більше. Зазвичай, в осінньо-зимові й зимово-весняні періоди року мають місце недоплати за електроенергію, а у весняно-літні й літньо-осінні періоди ці недоплати певною мірою компенсуються. Осінньо-зимові й зимово-весняні сезонні недоплати за електроенергію набагато перевищують у більшості випадків сумарну оплату в інші періоди року. Тому комерційні втрати мають місце по місяцях, кварталах і за рік загалом.

Аналізуючи найбільш вагомі складові похибок вимірювальних комплексів (ІК), то сюди можуть входити: трансформатор струму (ТТ), трансформатор напруги (ТН), лічильник електроенергії (СЕ), лінія приєднання СЕ до ТН. До основних складових похибок вимірювань відпущеної в мережу і корисно відпущеної електроенергії відносяться:



- похибки вимірювань електроенергії в нормальних умовах роботи ІК, які визначаються класами точності трансформаторами струму, лічильниками електроенергії, трансформаторами напруги;
- додаткові похибки вимірювань електроенергії в реальних умовах експлуатації ІК, зумовлені; заниженими проти нормативного коефіцієнтом потужності навантаження (додаткової кутовий похибкою);
- впливом на лічильник електроенергії магнітних і електромагнітних полів різної частоти; недовантаженням і перевантаженням трансформаторами струму, лічильниками електроенергії, трансформаторами напруги;
- несиметрією і рівнем підведеної до вимірювальних комплексів напруги;
- недостатньою чутливістю лічильників електроенергії при їх малих навантаженнях, особливо в нічні години; систематичні похибки, обумовлені наднормативними термінами служби вимірювальних комплексів;
- похибки, пов'язані з неправильними схемами підключення електролічильників, зокрема, порушеннями фазування підключення лічильників;
- похибки виміряні несправними приладами обліку електроенергії;
- похибки зняття показань електролічильників через помилки або навмисні спотворення записів показань;
- неодноразовість або невиконання встановлених термінів зняття показань лічильників, порушення графіків обходу лічильників.

Слід зазначити, що при однакових знаках складових помилок вимірювань відпустки в мережу і корисного відпуску комерційні втрати будуть зменшуватися, а при різних - збільшуватися. Дане твердження означає, що з точки зору зниження комерційних втрат електроенергії варто проводити узгоджену технічну політику підняття точності вимірювань відпустки в мережу і корисного відпуску. Зокрема, якщо ми, наприклад, будемо односторонньо зменшувати систематичну негативну похибка вимірювань, не змінюючи похибка вимірювань, комерційні втрати при цьому зростуть.[7]

В таблицях наведено динаміку загальних технологічних та нормативних витрат електроенергії на передавання її електромережами напругою 0,38 – 750

кВ та технологічні витрати електроенергії в електромережах напругою 220 – 800 кВ.

Таблиця 10 - Динаміка технологічних та нормативних витрат електроенергії на передавання її електромережами України напругою 0,38 – 750 кВ за 2003 – 2014 рр.

Рік	Фактичні витрати електроенергії		Нормативні витрати електроенергії		Понаднормативні витрати електроенергії	
	млрд кВт·год	%	млрд кВт·год	%	млрд кВт·год	%
1	2	3	4	5	6	7
2003	31,9	19,6	23,1	14,2	8,8	5,4
2004	27,6	16,5	22,3	13,4	5,3	3,1
2005	25	14,7	22,3	13,1	2,7	1,6
2006	23,9	13,7	22,5	12	1,4	0,8
2007	22,9	12,9	22,4	12,6	0,5	0,3
2008	22,3	12,7	22,7	13	-0,4	-0,3
2009	20,5	13	21,4	13,6	-0,9	-0,6
2010	21,5	12,5	23	13,4	-1,5	-0,9
2011	21,1	11,9	22,8	12,9	-1,7	-1
2012	21,4	11,8	23,1	12,8	-1,7	-1
2013	20,1	11,4	22,4	12,7	-2,3	-1,3
2014	18,5	11,2	20,6	12,4	-2,1	-1,2

Таблиця 11 - Технологічні витрати електроенергії на передавання її електромережами напругою 220 – 800 кВ ОЕС України

Одиниця виміру	2010	2011	2012	2013	2014
млрд кВт·год	4,1	4,1	4,3	4,1	4,2
%	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5

Впродовж останніх 12 років Міненерговугілля України разом з НКРЕ впроваджено ряд заходів, що дозволило знизити загальні технологічні витрати електроенергії з 19,6% від величини відпуску електроенергії в електромережі у 2003 р. до 11,2% у 2014 р., а також оптимізувати визначення нормативних технологічних витрат електроенергії з 14,2% у 2003 р. до 12,4% у 2014 р. При цьому понаднормативні витрати електроенергії знижено з 5,4% у 2003 р. до (-

1,2%) у 2014 р. В електромережах енергопостачальних компаній країни завдяки заходам, що стимулюють ліцензіатів до зниження технологічних витрат електроенергії, у тому числі реалізації інвестицій на розвиток матеріальної бази компаній відповідно до інвестиційних програм, протягом 2014 р. досягнуто зниження технологічних витрат електроенергії до 10,1 % від надходження електроенергії в електромережі, що на 3,2% нижче рівня 2005 р. Понаднормативні витрати електроенергії в цілому по електромережах обленерго у 2014 р. становили (-1,5%) порівняно з 1,69% у 2005 р.[5]

## **2.5 Підвищення точності прогнозування втрат ЕЕ для їх закупівлі на ринку електроенергії «на добу наперед»**

Прогнозування обсягів закупівлі електричної енергії ОСР та електропостачальниками на розрахункову добу здійснюється відповідно до Правил Оптового ринку електричної енергії України, погоджених постановою НКРЕ від 09 серпня 2012 року № 1028, та Інструкції про порядок здійснення розрахунків на Оптовому ринку електричної енергії України, погодженої постановою НКРЕ від 23 червня 2004 року № 634.

Графік електропостачальника - сформований ОСР/НЕК добовий погодинний графік сумарного споживання електричної енергії споживачами електропостачальника за місцем провадження господарської діяльності з розподілу/передачі електричної енергії ОСР/НЕК відповідно;

Графік загального споживання - сформований ОСР/НЕК добовий погодинний графік сумарного споживання електричної енергії споживачами всіх електропостачальників за місцем провадження господарської діяльності з розподілу/передачі електричної енергії ОСР/НЕК відповідно;

Графік надходження електричної енергії (споживання електричної енергії «брутто») - сформований ОСР добовий погодинний графік надходження електричної енергії (споживання електричної енергії «брутто») до електричних мереж за місцем провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії відповідного ОСР;

Графік ТВЕ - сформований ОСР добовий погодинний графік, який визначає погодинні обсяги купівлі електричної енергії для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл електричними мережами ОСР;

Залишковий графік - сформований ОСР/НЕК добовий погодинний графік, який використовується для розрахунку графіка споживання електричної енергії площадок вимірювання групи «б»;

Площадка вимірювання групи «а» - площадка вимірювання споживача, визначена ОСР/НЕК відповідно до Процедури віднесення площадок вимірювання споживачів до групи «а»;

Площадки вимірювання групи «б» - усі площадки вимірювання, які не визначені як площадки вимірювання групи «а»;

Д-1 - доба, що передує розрахунковій добі;

Д - розрахункова доба - доба, у якій здійснюється купівля-продаж електричної енергії;

Д+1 - доба, що є наступною за розрахунковою добою;

ДПЕ - ДП «Енергоринок»;

М-1 - місяць, що передує розрахунковому місяцю;

М - розрахунковий місяць - календарний місяць, у якому здійснюється купівля-продаж електричної енергії;

М+1 - місяць, що є наступним за розрахунковим місяцем;

НЕК - ДП «НЕК «Укренерго»;

ОРЕ - Оптовий ринок електричної енергії України;

ТВЕ - технологічні витрати електричної енергії в електричних мережах за місцем провадження господарської діяльності з розподілу/передачі електричної енергії ОСР/НЕК.

*Розрахунок обсягу купівлі електричної енергії ОСР для компенсації ТВЕ та формування фізичного балансу електричної енергії за кожен розрахунковий місяць за місцем провадження господарської діяльності з розподілу/передачі електричної енергії ОСР/НЕК.*

Кожної Д+1 ОСР формує погодинний фізичний баланс надходження електричної енергії (споживання електричної енергії «брутто») та відпуску електричної енергії споживачам за місцем провадження господарської діяльності ОСР, а також дані для щодобових розрахунків за куповану в ОРЕ та у виробників, що не продають електричну енергію в ОРЕ, електропостачальниками та ОСР електричну енергію за місцем провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії ОСР за Д, а саме:

добовий погодинний графік надходження електричної енергії (споживання електричної енергії «брутто»); добовий графік ТВЕ ОСР;

добовий погодинний графік відпуску електричної енергії споживачам по всіх електропостачальниках;

добовий погодинний графік відпуску електричної енергії споживачам по всіх електропостачальниках з розбивкою по групі «а» та групі «б»;

добовий погодинний графік відпуску електричної енергії споживачам по кожному електропостачальнику;

добовий погодинний графік відпуску електричної енергії споживачам по кожному електропостачальнику з розбивкою по групі «а» та групі «б».

Кожної Д+1 НЕК формує дані для щодобових розрахунків за куповану електропостачальниками електричну енергію за місцем провадження господарської діяльності НЕК за Д, а саме:

сумарний добовий погодинний графік відпуску електричної енергії споживачам по кожному електропостачальнику;

добовий графік кожного електропостачальника з розбивкою по групі «а» та групі «б».

Добовий погодинний графік надходження електричної енергії (споживання електричної енергії «брутто») до електричних мереж за місцем провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії ОСР  $E_i^{OCP}$  розраховується за формулою[8]:

$$E_i^{OCP} = (E_i^{\text{прийНЕК}} - E_i^{\text{відНЕК}}) + \left( \sum_{\text{суміжОСР}} E_{\text{суміжОСР},i}^{\text{прий}} - \sum_{\text{суміжОСР}} E_{\text{суміжОСР},i}^{\text{від}} \right) +$$

$$\begin{aligned}
& + \left( \sum_{\text{ген}} E_{\text{ген},i}^{\text{прий}} - \sum_{\text{ген}} E_{\text{ген},i}^{\text{від}} \right) + \sum_{\text{ген(неОРЕ)}} E_{\text{ген(неОРЕ)},i}^{\text{прий}} + \sum_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ)}} E_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ)},i}^{\text{сальдо}} + \\
& + \sum_{\text{ген(пряма\_лінія)}} E_{\text{ген(пряма\_лінія)},i}^{\text{прий}}, \text{ кВт} \cdot \text{год},
\end{aligned}$$

де  $i$  - година, для якої здійснюється розрахунок;

$E_i^{\text{прийНЕК}}$  - обсяг прийому електричної енергії в мережі ОСР з мереж НЕК (включаючи обсяги електричної енергії, які надходять в електричні мережі субспоживачів, що приєднані до електричних мереж основних споживачів, які безпосередньо приєднані до електричних мереж НЕК або виробників), кВт·год;

$E_i^{\text{відНЕК}}$  - обсяг віддачі електричної енергії в мережі НЕК з мереж ОСР, кВт·год;

$\sum_{\text{суміжОСР}} E_{\text{суміжОСР},i}^{\text{прий}}$  - обсяг прийому електричної енергії в мережі ОСР з мереж суміжних ОСР, кВт·год;

$\sum_{\text{суміжОСР}} E_{\text{суміжОСР},i}^{\text{від}}$  - обсяг віддачі електричної енергії в мережі суміжних ОСР з мереж ОСР, кВт·год;

$\sum_{\text{ген}} E_{\text{ген},i}^{\text{прий}}$  - обсяг прийому електричної енергії в мережі ОСР від виробників електричної енергії, що здійснюють продаж електричної енергії в ОРЕ, кВт·год;

$\sum_{\text{ген}} E_{\text{ген},i}^{\text{від}}$  - обсяг віддачі електричної енергії з мереж ОСР виробникам, що здійснюють продаж електричної енергії в ОРЕ, кВт·год;

$\sum_{\text{ген(неОРЕ)}} E_{\text{ген(неОРЕ)},i}^{\text{прий}}$  - сумарне надходження електричної енергії в мережі ОСР електростанцій виробників, які не продають електричну енергію в ОРЕ (інші локальні джерела) та приєднані до мереж ОСР;

$\sum_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ)}} E_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ)},i}^{\text{сальдо}}$  - сумарне (сальдоване) надходження електричної енергії в мережі ОСР від відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) приватних домогосподарств;

$\sum_{\text{ген(пряма\_лінія)}} E_{\text{ген(пряма\_лінія)},i}^{\text{прий}}$  - сумарне надходження електричної енергії з електростанцій виробників, які не приєднані до мереж ОСР (виробники по прямій лінії).

$$E_i^{\text{ОСР}} = 74704024 + 240940 = 74944964, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Добовий погодинний графік сумарного (сальдованого) надходження електричної енергії в мережі ОСР від відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) приватних домогосподарств/обсяг електроенергії, який закуповується електропостачальником при виконанні ним функцій постачальника універсальних послуг у власників ВДЕ приватних домогосподарств  $\sum_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ)}} E_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ),i}^{\text{сальдо}}$ , розраховується за формулою [9]:

$$\sum_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ)}} E_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ),i}^{\text{сальдо}} = \sum_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ)}} E_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ),i}^{\text{прий}} - \sum_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ)}} E_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ),i}^{\text{від}}$$

де  $i$  - година, для якої здійснюється розрахунок;

$\sum_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ)}} E_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ),i}^{\text{прий}}$  - сумарний обсяг виробленої електричної енергії генеруючими установками приватних домогосподарств, кВт·год;

$\sum_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ)}} E_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ),i}^{\text{від}}$  - сумарний обсяг спожитої електричної енергії такими приватними домогосподарствами, кВт·год;

Сумарне Сальдо приватних домогосподарств та ВДЕ:

$$\sum_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ)}} E_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ),i}^{\text{сальдо}} = 33616 + 133116 + 194008 = 360740, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

У разі якщо за підсумками місяця  $\sum_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ)}} E_{\text{ген(ВДЕ\_ПДГ),i}^{\text{сальдо}} < 0$ , дані обнуляються.

Добовий погодинний графік ТВЕ ОСР  $E_i^{\text{витр}}$  розраховується за формулою [8]:

$$E_i^{\text{витр}} = E_i^{\text{ОСР}} \cdot k_{\text{М}}^{\text{витр}} \cdot k_{\text{Д}}^{\text{кор.витр}}, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

де  $i$  - година, для якої здійснюється розрахунок;

$E_i^{\text{витр}}$  - ТВЕ ОСР кВт·год;

$E_i^{\text{ОСР}}$  - сальдоване надходження до мереж ОСР, кВт·год;

$k_{\text{М}}^{\text{витр}}$  - місячний коефіцієнт витрат у місяці М, який дорівнює фактичному коефіцієнту фактичних звітних ТВЕ у відповідному місяці попереднього року відповідно до звітної форми 1-Б ТВЕ, відносні одиниці;

$k_{\text{Д}}^{\text{кор.витр}}$  - добовий безрозмірний коефіцієнт коригування, який застосовується протягом Д та дозволяє враховувати неконтрольовані фактори (погода, зміна режимів споживання тощо). Величина коефіцієнта коригування визначається ОСР та має бути в діапазоні від 0,7 до 1,5.

$$E_i^{\text{витр}} = 74944964 \cdot 0,0919 \cdot 1 = 6887442, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Загальний добовий погодинний графік електропостачальника «р» за місцем провадження господарської діяльності ОСР/НЕК  $E_{p,i}^{\text{пост}}$  визначається за формулою [9]:

$$E_{p,i}^{\text{пост}} = \sum_a E_{p,a,i}^{\text{спож}} + \sum_b E_{p,b,i}^{\text{спож}}, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

де  $\sum_a E_{p,a,i}^{\text{спож}}$  - добовий погодинний графік споживання електричної енергії площадок вимірювання групи «а» всіх споживачів електропостачальника «р», кВт·год;

$\sum_b E_{p,b,i}^{\text{спож}}$  - добовий погодинний графік споживання електричної енергії площадок вимірювання групи «б» всіх споживачів електропостачальника «р», кВт·год.;

$$E_{p,i}^{\text{пост}} = 336027092, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Добовий погодинний графік споживання електричної енергії площадок вимірювання групи «а» для всіх споживачів електропостачальника формується ОСР/НЕК на підставі погодинних даних комерційного обліку електричної енергії, отриманих ОСР/НЕК з використанням власних АСКОЕ або від АСКОЕ електропостачальників, споживачів або ППКО (Операторів АСКОЕ).

Добовий погодинний графік споживання електричної енергії площадок вимірювання групи «б» для всіх споживачів електропостачальника формується ОСР/НЕК.

Добовий графік купівлі електричної енергії в ОРЕ електропостачальника «р» за місцем провадження господарської діяльності ОСР (НЕК)  $E_{p,i}^{\text{постОСР}}$  розраховується за формулою [9]:

$$E_{p,i}^{\text{постОСР}} = E_{p,i}^{\text{пост}} - \sum_{\text{ген(неОРЕ)}} E_{\text{ген(неОРЕ),i}}^{\text{куп}}, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$



де  $\sum_{\text{ген(неОРЕ)}} E_{\text{ген(неОРЕ)},i}^{\text{куп}}$  - сумарна купівля електричної енергії електропостачальником «р» у виробників, які не продають електричну енергію в ОРЕ.

$$E_{p,i}^{\text{постОСР}} = 336027092 - (53936842 + 75493 + 1241343 + 18903999)$$

$$E_{p,i}^{\text{постОСР}} = 261869415, \text{кВт} \cdot \text{год}$$

При цьому має виконуватися умова:

$$E_{p,i}^{\text{постОСР}} \geq 0$$

Добовий графік купівлі ТВЕ ОСР в ОРЕ  $E_i^{\text{витрОРЕ}}$  розраховується за формулою[9]:

$$E_i^{\text{витрОРЕ}} = E_i^{\text{витр}} - \sum_{\text{ген(неОРЕ)}} E_{\text{ген(неОРЕ)},i}^{\text{куп}}, \text{кВт} \cdot \text{год}$$

де  $\sum_{\text{ген(неОРЕ)}} E_{\text{ген(неОРЕ)},i}^{\text{куп}}$  - сумарна купівля ТВЕ ОСР у виробників, які не продають електричну енергію в ОРЕ.

$$E_i^{\text{витрОРЕ}} = 74944964 - (53936842 + 75493 + 1241343 + 18903999)$$

$$E_i^{\text{витрОРЕ}} = 787287, \text{кВт} \cdot \text{год}$$

При цьому має виконуватися умова:

$$E_i^{\text{витрОСР}} \geq 0$$

Кожної Д+1 ОСР надає до ДПЕ:

добовий погодинний графік надходження електричної енергії (споживання електричної енергії «брутто») до електричних мереж за місцем провадження господарської діяльності ОСР;

добовий погодинний графік ТВЕ;

загальний добовий погодинний графік кожного електропостачальника та окремо графіки з розбивкою по групі «а» та групі «б»;

сумарний графік по всіх електропостачальниках та окремо графіки з розбивкою по групі «а» та групі «б».

Кожної Д+1 НЕК надає ДПЕ:

загальний добовий погодинний графік кожного електропостачальника та окремо графіки з розбивкою по групі «а» та групі «б»;

сумарний погодинний графік по всіх електропостачальниках та окремо графіки з розбивкою по групі «а» та групі «б».

Кожної Д+1 до 17.00 ОСР та НЕК надають відповідним електропостачальникам, що здійснюють діяльність з постачання електричної енергії на території ліцензованої діяльності таких ОСР та НЕК:

добовий погодинний обсяг сальдованого надходження електричної енергії до електромереж ОСР та/або НЕК;

добовий погодинний обсяг купівлі електричної енергії для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл/передачу електромережами окремо по кожному ОСР та/або НЕК;

добовий загальний погодинний обсяг купленої електричної енергії всіма електропостачальниками по точках обліку групи «а» споживачів, визначених згідно з цим порядком; загальний заявлений (з урахуванням коригування) всіма електропостачальниками місячний обсяг електричної енергії по точках обліку групи «б» споживачів, визначених згідно з цим порядком;

добовий погодинний графік цього електропостачальника з розбивкою по групах «а» та «б» споживачів у форматі передачі даних макету 30900.

Кожного 11, 21 числа М, а також 1 числа М+1 ОСР/НЕК надають електропостачальникам добові погодинні графіки (які щодобово відправлялися ними в ДПЕ) за відповідну декаду з розбивкою окремо по кожній площадці вимірювання групи «а» споживачів з урахуванням приведення до межі балансової належності (за можливості) та в цілому по всіх площадках вимірювання групи «б» споживачів. [9]

**Висновки.** Ефективність заміни електролічильників з одноставочним тарифом на лічильники із двозонним тарифом суттєво зменшує витрати на електроенергію. А також, при регулюванні ввімкнення електроприладів можливо скоригувати ГЕН та зменшити навантаження на внутрішньобудинкову мережу. Комерційні втрати електроенергії можливо суттєво зменшити за рахунок своєчасно зафіксованого споживання побутового сектора та зменшення похибки корисного відпуску.

### **3. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ**

#### **3.1. Вступ**

Однією з головних причин високих втрат електроенергії є низька ефективність заходів щодо їх зниження, що в свою чергу, зумовлено низьким рівнем автоматизації контролю та керування режимом електричних мереж цього класу напруги. За стрімкою тенденцією переходу побутових споживачів на електрооплення зростає потреба в підвищенні точності обліку електроенергії. У свою чергу це підкреслює важливість у ефективному використанні електроенергії як для споживача, так і для енергосистеми.

Враховуючи високий рівень розвитку сучасної обчислювальної техніки та широкомасштабне впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) в електричних мережах, з'явилась можливість, по-перше, використовувати бази даних цієї системи обліку в задачах визначення втрат електроенергії, по-друге, інтегрувати її з автоматизованою системою диспетчерського керування.

В дослідницькому розділі розглядалось питання щодо оснащення багатоповерхового будинку, що має 48 квартир з електроплитами та встановленою системою електроопалення, багатозонними лічильниками обліку електроенергії. Споживачам смарт-лічильники дають можливість економити гроші без зміни енергоспоживання за рахунок переходу на зонний облік. Тому прийнято рішення встановити в кожній квартирі, на ввіді в будинок та у районній ТП двозонні лічильники обліку електроенергії типу NIK.

#### **3.2. Розрахунок капітальних витрат**

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні інвестиції з реалізації проектного технічного рішення включають:

- витрати на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;

- витрати, пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- витрати, пов'язані з виконанням монтажно-налагоджувальних робіт;
- витрати фінансових коштів на проведення проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, необхідних для реалізації науково-технічного рішення. [10].

Капітальні вкладення на встановлення багатозонних лічильників електроенергії визначаються так:

$$K_{np} = K_{об} \left( \sum_{i=1}^k C_i \right) + Z_{мзс} + Z_m + Z_n + Z_{np},$$

- де  $K_{об}$  – вартість обладнання, тис.грн;
- $Z_{мзс}$  – транспортно – заготівельні і складські витрати, тис.грн;
- $Z_m$  – витрати на монтажні роботи, тис.грн;
- $Z_{np}$  – планові накопичення, тис.грн;
- $Z_n$  – налагоджувальні роботи, тис.грн

Розрахунок капітальних витрат наведено в таблиці 3.1 за даними заводів-виробників та представників ринку електрообладнання.

(ТОВ «НІК», бул. Лесі Українки, 34; оф. 202. м. Київ, 01133, Україна; тел.: +38 (044) 248 7471; факс: +38 (044) 248 7482).

Монтажно-налагоджувальні роботи розраховуються за формулою:

$$Z_{м(н)} = \sum (C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{см} \cdot K_{пр},$$

де  $C_i$  – чисельність працівників і-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чел.;

$a_i$  – годинна тарифна ставка працівника і-го розряду, грн.;

$t_i$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

Таблиця 3.1 – Зведення капітальних витрат

№	Найменування, тип обладнання	Ціна, тис грн./шт	К-сть, шт (км,м)	Загальна вартість обладнання, Коб (тис.грн)	З <sub>мн</sub> , тис.грн	З <sub>тр</sub> , тис.грн	К <sub>пр</sub> , тис.грн
1	Лічильник електроенергії NIK 2104	1,8	48	86,4	111,908	7,161	241,029
2	Лічильник електроенергії NIK 2303	4,89	4	19,56			
3	Контролер збору даних NIK KC-02	16	1	16			
К <sub>об</sub> =				121,96			

К<sub>д</sub> – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

К<sub>см</sub> – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

К<sub>пр</sub> – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$З_{м(н)} = (5 \cdot 25 \cdot 504) \cdot 1,12 \cdot 1,22 \cdot 1,3 = 111,908, \text{ тис.грн}$$

Перевезення обладнання відбувається з міста Києва до міста Дніпро за ціною 15 грн/км, відстань складає 477,4 км. Отже, транспортні витрати складуть:

$$З_{тзс} = 15 \cdot 477,4 = 7,161, \text{ тис.грн}$$

Капітальні вкладення складуть:

$$K_{\text{пр}} = 111,908 + 121,96 + 7,161 = 241,029, \text{ тис. грн}$$

### 3.3. Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта за рік, виражені в грошовій формі.

Основні статті витрат:

1. Амортизаційні відрахування ( $C_a$ ).
2. Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт обладнання та мереж ( $C_m$ ).
3. Вартість спожитої електроенергії ( $C_e$ ).

У зв'язку з тим, що лічильники електричної енергії не потребують обслуговуючого чи чергового персоналу, тому заробітна плата, і, відповідно, єдиний соціальний внесок не розраховуємо.

Таким чином загальні експлуатаційні витрати складуть [10]:

$$C = C_a + C_m + C_e, \text{ тис.грн}$$

#### 3.3.1. Розрахунок амортизаційних відрахувань

Норма амортизації для електрообладнання розраховується у відповідності до строку корисного використання, мінімальне значення якого за даними Податкового кодексу України становить 2 роки для електронно-обчислювальної техніки та пристроїв автоматичної обробки інформації.

Річні амортизаційні відрахування обчислюються по балансовій вартості обладнання та мініальному (регламентованому) терміну експлуатації [10]:

$$C_a = \Phi_B / T_{\text{min}},$$

де  $\Phi_B$  – первісна вартість об'єкта основних засобів;

$T_{\text{min}}$  – термін корисного використання (амортизаційний період).

Загальна сума річних амортизаційних відрахувань буде складати:

$$C_a = \frac{241,029}{2} = 120,515 \text{ тис. грн}$$

### 3.3.2. Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Витрати на поточний ремонт апаратури автоматики і систем автоматизації можна розрахувати за формулою [10]:

$$З_{тр} = \sum_{i=1}^n (R_i \cdot t_i \cdot m_i \cdot R_{\Sigma i} + \frac{S_i \cdot \Pi_i}{T_i} \cdot T_{\phi})$$

де  $n$  - число пристроїв автоматики, що підлягають ремонту;

$R_i$  - годинна ставка робітників, що виконують ремонт, грн;

$t_i$  - трудомісткість одного ремонту при категорії складності ремонту в одну ремонтну одиницю залежно від виду ремонту год./од.: малого - 1,2; середнього - 7,0; капітального - 15,0;

$m_i$  - число ремонтів за рік (число малих ремонтів - 2, середніх - 1, капітальних - 0,1);

$R_{\Sigma i}$  - сумарна категорія складності ремонту в залежності від виду електрообладнання;

$S_i$  - вартість однотипних замінних елементів, грн.;

$\Pi$  - кількість однотипних замінних елементів;

$T_i$  - середній термін служби деталей даного типу, год.;

$T_{\phi}$  - число годин роботи апаратури на рік, год.

Годинна ставка робітників, що виконують ремонт становить:

$$R_i = 25 \text{ грн/год}$$

Середній термін служби електронних лічильників електроенергії складає 30 років, відповідно  $T_i = 262800$ , год.

$$З_{тр} = 53 \cdot \left( 25 \cdot 1,2 \cdot 0,1 + \frac{(86,4 \cdot 48 + 19,56 \cdot 4)}{262800} \cdot 8760 \right) = 7,624, \text{ тис. грн}$$

### 3.3.3. Розрахунок вартості спожитої електроенергії

Вартість електроенергії, споживаної об'єктом проектування протягом року, визначається виходячи з його встановленої потужності і річного фонду робочого часу об'єкта проектування по формулі [10]:

$$C_e = W_r \cdot C_e,$$

де  $W_r$  – енергія, що споживається за рік;

$C_e$  – тариф на електроенергію, грн./кВт·год (для двозонних приладів обліку - 1,68 грн./кВт·год станом на грудень 2019 року, за даними ПАО «ДТЕК Дніпрообленерго»);

Розраховуємо вартість спожитої електроенергії протягом року за двозонним тарифом:

$$C_e = W_r \cdot k_i \cdot C_e,$$

де  $k_i$  – коефіцієнт, що визначає нічний або денний тариф.

Денний –  $k_d = 1$ , нічний –  $k_n = 0,5$ .

Спожита електроенергія протягом року –  $W_r = 16600$  кВт · год; у тому числі, енергія, що спожита в години денного тарифу складає:

$W_d = 11066$  кВт · год; в години нічного тарифу –  $W_n = 5534$  кВт · год.

Розрахунок вартості спожитої електроенергії за двозонним тарифом:

- за денним тарифом

$$C_{ed} = W_d \cdot k_d \cdot C_e,$$

- за нічним тарифом

$$C_{en} = W_n \cdot k_n \cdot C_e,$$

$$C_{ed} = 11066 \cdot 1 \cdot 1,68 = 18,591, \text{ тис. грн}$$

$$C_{en} = 5534 \cdot 0,5 \cdot 1,68 = 4,649, \text{ тис. грн}$$

Загальне споживання електроенергії протягом року за двозонним тарифом:

$$C_{e\Sigma} = C_{ed} + C_{en}$$

$$C_{e\Sigma} = 18,591 + 4,649 = 23,24 \text{ тис. грн}$$



Розрахунок вартості спожитої електроенергії за одноставочним тарифом:

$$C_e = 16600 \cdot 1,68 = 27,888, \text{ тис. грн}$$

Експлуатаційні витрати складуть:

$$C = 120,515 + 7,624 = 128,138 \text{ тис. грн}$$

Економія на експлуатаційних витратах:

$$\Delta C = 27,888 - 23,24 = 4,648 \text{ тис. грн}$$

### **3.4. Визначення річної економії від впровадження науково-технічного рішення**

Річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення ( $E_{кр}$ ) полягає в економії платежів за спожиту електроенергію за рахунок: застосування диференційованих (багатозонних) тарифів на електроенергію та упорядкування графіка навантажень.

Річну економію передбачається отримувати тільки при впровадженні даного проектного варіанту. Отже, розрахунок повної річної економії становить [10]:

$$E_{кп} = \pm \Delta C$$

де  $\Delta C$  – економія на експлуатаційних витратах.

$$E_{кп} = 4,648, \text{ тис. грн}$$

### **3.5. Визначення та аналіз показників економічної ефективності**

Оцінка економічної ефективності розглянутих в дипломному проекті технічних і організаційних рішень здійснюється на основі визначення та аналізу наступних показників:

а) розрахункового коефіцієнта ефективності (прибутковості) капітальних витрат  $E_p$ ;

б) терміну окупності капітальних витрат  $T_p$ .

Коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат  $E_p$  показує, скільки гривень додаткового прибутку (економії) приносить одна гривня капітальних витрат [10]:

$$E_p = \frac{E_{\text{кп}} - C_a}{K_{\text{пр}}}, \text{ долі од.},$$

де  $E_{\text{кп}}$  - загальна річна економія від впровадження об'єкта проектування, тис. грн.;

$K_{\text{пр}}$  - капітальні витрати, тис.грн.

$$E_p = \frac{128,128 - 4,648}{241,029} = 0,51, \text{ долі од.}$$

Термін окупності капітальних витрат  $T_p$  показує, за скільки років вони окупляться за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення [17]:

$$T_p = \frac{K_{\text{пр}}}{E_{\text{кп}}}, \text{ років}$$

$$T_p = \frac{241,029}{123,49} = 1,95, \text{ роки}$$

Для остаточної оцінки необхідно порівняти розрахункове значення  $E_p$  з нормативним значенням  $E_n$ .

Проект капітальних вкладень визнається доцільним за умови:

$$E_p > E_n$$

При  $E_p < E_n$  варіант є збитковим і більш економічним визнається відмова від його реалізації.

Визначити нормативне значення коефіцієнта ефективності можна виходячи з прийнятої для підприємства індивідуальної норми прибутковості [10]:

$$E_n = \frac{1}{T_{\text{оч}}},$$

де  $T_{оч}$  – очікуваний, прийнятний для підприємства термін окупності капітальних вкладень, років.  $T_{оч} = 2$  роки.

$$E_n = \frac{1}{2} = 0,5$$

При цьому проект визнається економічно доцільним за умови:

$$E_p > \left( \frac{1}{T_{оч}} \right)$$

$$0,51 > 0,5$$

Отже, виходячи з отриманих результатів, робимо висновок, що проект капітальних вкладень задовольняє умови розрахунку та визнається доцільним.

Результати техніко-економічного обґрунтування ефективності впровадження проекту наведено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.2 – Техніко-економічні показники проекту

№	Найменування показників	Одиниці виміру	Проектний варіант
1	2	3	4
1	Капітальні витрати	тис.грн	241,029
2	Експлуатаційні витрати, всього	тис.грн	128,138
2.1	у тому числі: - амортизаційні відрахування	тис.грн	120,515
2.2	- технічне обслуговування та поточний ремонт	тис.грн	7,624
2.3	- вартість втрат електроенергії	тис.грн	23,24
3	Річна економія, всього	тис.грн	123,49
4	Розрахунковий коефіцієнт ефективності	долі.од.	0,51
5	Розрахунковий термін окупності	років	1,95

**Висновок.** У економічній частині дипломного проекту були виконані такі основні положення: розрахунок капітальних інвестицій, розрахунок експлуатаційних витрат та річна економія для впровадження розробленого проекту.

Аналізуючи отримані результати, які приведені в таблиці 3.5 та розрахунки приведені вище, можливо зробити висновок, що проект є доцільним та задовольняє поставлені показники ефективності від його реалізації. Так як термін його окупності складає 1,95 роки, а річний економічний ефект – 123,49 тис.грн.

## ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній магістерській роботі вирішенні такі питання щодо оптимізації енергоконтролю мереж 0,22/0,4 кВ.

1. Виконано детальний аналіз функціонування енергосистеми в розрізі сьогодення, а також функціонування енергосистем передових країн світу. Встановлено, що енергосистема України розвиває свій потенціал, проте не достатньо ефективно. До головних проблем сьогодення слід віднести: значний рівень морального та фізичного зносу основного та допоміжного електрообладнання; неготовність електричних мереж до розвитку відновлювальних джерел електроенергії; зростання обсягів заборгованості споживачів за електричну енергію; значні втрати електроенергії; низький рівень автоматизації та контролю мережі.

2. Завдяки виконаним розрахункам побудована модель реального графіка електричних навантажень. На його основі прийнято рішення щодо забезпечення житлового сектора побутових споживачів системою «розумних» лічильників. Така система дає змогу покращити комерційний контроль спожитої електроенергії на рівні Оператора Системи Розподілу та детального аналізу на ринку електроенергії, що забезпечує можливість відкоригувати та вирівняти ГЕН. Для побутового споживача така система підвищує рівень ефективного використання електроенергії та дає можливість отримувати економію коштів за її сплату.

3. На основі техніко-економічного аналізу доведено, що така система є ефективною, так як термін її окупності складає 1,95 роки, а економія споживачів за сплату електроенергії може досягати 123 тис.грн/рік. Тому впровадження системи «розумних» лічильників для житлового сектора є доцільним рішенням.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. - 6-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 648 с.
2. ДБН В 2.5-23-2010.
3. Ахромкин А.А. Современные характеристики электрических сетей Украины: региональный аспект.
4. Циганенко Борис Володимирович. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги.
5. Зарубіжний досвід підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії, оптимізації втрат електроенергії в електромережах всіх рівнів напруги. Київ – 08/2015.
6. Никитенко Ю.В. Зниження втрат електричної енергії в розподільчих мережах шляхом компенсації реактивної потужності Частина 1. Спеціальність – електротехнічні системи електроспоживання. Кафедра ЕСЕЕМ. ФЕМЕЕМ, ІНЕЕЕМ, ВНТУ. – Вінниця 2012.
7. Бохонко І.В. Формування системи виявлення та уникнення втрат операційної діяльності енергопостачальних підприємств. Національний університет «Львівська політехніка» Міністерства освіти і науки України, Львів, 2017.
8. Тимчасовий порядок визначення обсягів купівлі електричної енергії на оптовому ринку електричної енергії електропостачальниками та операторами систем розподілу на перехідний період до дати початку дії нового ринку електричної енергії. 28.12.2018 №2118.
9. Про затвердження Тимчасового порядку визначення обсягів купівлі електричної енергії на ринку електричної енергії електропостачальниками та операторами систем розподілу на перехідний період. Зміни до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 28 грудня 2018 року № 2118.
10. Методичні вказівки до виконання економічної частини кваліфікаційної роботи для студентів напряму підготовки 141

«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Укладач: Л.В. Тимошенко - Дніпро: НТУ «ДП», 2019. - 18 с.

11. [https://24tv.ua/ru/smart\\_schetchiki\\_jelektroenergii\\_cho\\_eto\\_pljusy\\_smart\\_schetchikov\\_minusy\\_n1103115](https://24tv.ua/ru/smart_schetchiki_jelektroenergii_cho_eto_pljusy_smart_schetchikov_minusy_n1103115)

12. <https://dtek.com/content/files/ihor-maslov.pdf>

13. [http://elektrovary.te.ua/index.php?route=information/news&news\\_id=1](http://elektrovary.te.ua/index.php?route=information/news&news_id=1)

14. <https://domateplo.com.ua/blog-magazina-otopleniya/elektrootoplenie-plyusy-i-minusy>

15. <http://nik.net.ua/ua/category/AMI-residential>

16. <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-2/111-entsiklopediya/elektroenergetika-ta-okhrona-navkolishnogo-seredovishcha-funktsionuvannya-energetiki-u-suchasnomu-sviti/chastina-4-organizatsijno-pravovi-ta-ekonomichni-aspekti-funktsionuvannya-energetiki/rozdil-6-suchasni-avtomatizovani-sistemi-kontrolyu-ta-obliku-energoresursiv-askue/305-rozdil-6-suchasni-avtomatizovani-sistemi-kontrolyu-ta-obliku-energoresursiv-askoe>

17. [https://24tv.ua/ru/smart\\_schetchiki\\_jelektroenergii\\_cho\\_eto\\_pljusy\\_smart\\_schetchikov\\_minusy\\_n1103115](https://24tv.ua/ru/smart_schetchiki_jelektroenergii_cho_eto_pljusy_smart_schetchikov_minusy_n1103115)

18. <http://energetika.in.ua/ru/books/50-entsiklopediya/rozvitok-teploenergetiki-ta-gidroenergetiki/chasina-1-teploenergetika/rozdil-1-osnovni-ponyattya-u-teploenergetitsi/125-1-2-tipi-teplovikh-elektrostantsij-ta-printsip-jikh-roboti>